



TEKNILLINEN KORKEAKOULU
Sähkö- ja tietoliikennetekniikan osasto

Tatu Pahkala

TASEHALLINTA POHJOISMAISILLA SÄHKÖMARKKINOILLA

Diplomityö, joka on jätetty opinnäytteenä tarkastettavaksi diplomi-insinöörin
tutkintoa varten Espoossa 17.3.2006.

Valvoja ja ohjaaja

Dosentti Ritva Hirvonen



Tekijä Tatu Pahkala	
Diplomityön nimi Tasehallinta pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla	
Tiivistelmä <p>Työn tarkoituksena on selvittää sopivaa yhteispohjoismaista tasehallinta- ja taseselvitysmallia sekä samalla koota aihepiiriin liittyvää aineistoa yhdeksi kokonaisuudeksi. Työn taustalla on pohjoismaisten energiaministerien tavoite yhden- tää pohjoismaiset sähkömarkkinat aina loppukäyttäjämarkkinoita myöten. Yhdek- si merkittäväksi esteeksi tavoitteen toteuttamiselle on havaittu erot tasehallinnan ja taseselvityksen toteutuksessa eri Pohjoismaissa.</p> <p>Aiempien selvitysten pohjalta ja työn aikana toteutetun tasevastaavien haastatte- luiden perusteella työssä on päädytty ehdottamaan pohjoismaiseksi tasehallin- tamalliksi mallia, jossa tasepoikkeama laskettaisiin kokonaistaseesta ja lisäksi tuotannolle käytettäisiin omaa tasetta. Kokonaistasepoikkeaman hinnoitteluun käytettäisiin kahta hintaa. Tuotantotaseessa sallittaisiin poikkeamat tietyllä alu- eella, jonka ylittävistä poikkeamista veloitettaisiin volyymiperusteisesti joko kiin- teällä hinnalla tai prosenttiosuutena spot-hinnasta. Tasetietoihin tehtävät muu- tokset tulisivat olla mahdollisia aina käyttötunnin alkuun saakka ja käyttötunnin aikaiset säädöt tulisivat olla mahdollisia kantaverkkoyhtiön luvalla. Esitetyn kal- tainen malli kannustaisi tasepoikkeaman minimoimiseen, mahdollistaisi tasevas- taaville joustavan toiminnan ja antaisi eri tasevastaaville tasavertaisemmat lähtö- kohdat toimia.</p> <p>Taseselvitystä ehdotetaan muutettavaksi pohjoismaiseen malliin enemmän Ruot- sissa käytössä olevan mallin kaltaiseksi. Ehdotetussa taseselvitysmallissa jake- luverkonhaltijat toimittaisivat sähkön toimitustiedot suoraan kansalliselle tasesäh- köyksikölle, joka laskisi ja ilmoittaisi tasevastaavien tasepoikkeamat näiden tieto- jen perusteella pohjoismaiseen tietokantaan. Ehdotetun kaltainen menettely no- peuttaisi taseselvityksen valmistumista ja yksinkertaistaisi toimijoiden tiedonsiir- toa. Malli voitaisiin toteuttaa joko nykyisillä organisaatioilla tai yhteispohjoismai- sella tasesähköyksiköllä.</p>	
Työn valvoja Dosentti Ritva Hirvonen	Työn ohjaaja Dosentti Ritva Hirvonen
Professuuri Sähköverkot ja suurjännitetekniikka	Koodi S-18
Sivumäärä 88	Kieli Suomi
Avainsanat tasehallinta, taseselvitys, pohjoismaiset säh- kön vähittäismarkkinat	Päiväys 17.3.2006



HELSINKI UNIVERSITY OF TECHNOLOGY
Department of Electrical and Communica-
tions Engineering

ABSTRACT OF MASTER'S THESIS

Author

Tatu Pahkala

Title of Thesis

Balancing in the Nordic electricity market

Abstract

The purpose of this study was to determine the most suitable model for balance management and balance settlement to be used as a basis for the common balancing in the Nordic electricity market. Another purpose was to compile scattered information about the subject to a one volume. The background of this study lies on the objective of the Nordic Energy Ministers to unify the Nordic electricity market even on the end-user level. One of the major obstacles to reach this objective has been identified as the lack of harmonised procedures in the balance management and settlement in the Nordic countries.

According to previous reports and interviews done during this study a model for common Nordic balance management was suggested. In the model one balance calculation would be used in balance settlement and in addition an extra balance calculation would be made for the generation. Two prices would be used for the total imbalance. Imbalances in the generation balance would be allowed within a certain dead-band. Imbalances exceeding the dead-band would be charged volume based either with a fixed fee or with a percentage of the spot-price. Changes to the balance information should be allowed until the operating hour and changes even during the operational hour should be allowed with the acceptance of the transmission system operator. Suggested model would give incentives to minimise imbalances, would allow balance responsible parties to make flexible adjustments to their balances and would give more equal basis for the balance responsible parties to operate in the market.

Balance settlement is suggested to be changed for the common Nordic model to be more congruent with the Swedish model. In the model, distribution system operators would deliver the measurements of their network to the national transmission system operator who would calculate the imbalances and report them to a Nordic database. Suggested model would speed up the completion of the balance settlement and simplify data transmission. The model could be implemented either with the current organisational structures or with a common Nordic balance power unit.

Supervisor

Docent Ritva Hirvonen

Instructor

Docent Ritva Hirvonen.

Chair

Power Systems and High Voltage Engineering

Chair code

S-18

Pages

88

Language

Finnish

Keywords

balance management, balance settlement, Nordic end-user electricity market

Date

17.3.2006

Alkulause

Tämä diplomityö on tehty Energiamarkkinaviraston toimeksiannosta ja rahoittamana dosentti Ritva Hirvosen asiantuntevassa ohjauksessa ja valvonnassa.

Haluan kiittää kaikkia viraston työntekijöitä mukavasta ja kannustavasta työilmapiiristä. Erityisesti haluan kiittää lakimies Anu Mikkosta kärsivällisistä vastauksista lainopillisissa kysymyksissä ja ylitarkastaja Markku Kinnusta teknisestä asiantuntemuksesta.

Tässä yhteydessä haluan osoittaa vilpittömät kiitokseni myös perheelleni ja ystäväilleni saamastani tuesta opiskeluaikanani. Erityiskiitos kaikesta huolimatta kuuluu Marille.

Espoossa 17.3.2006

Tatu Pahkala

SISÄLLYSLUETTELO

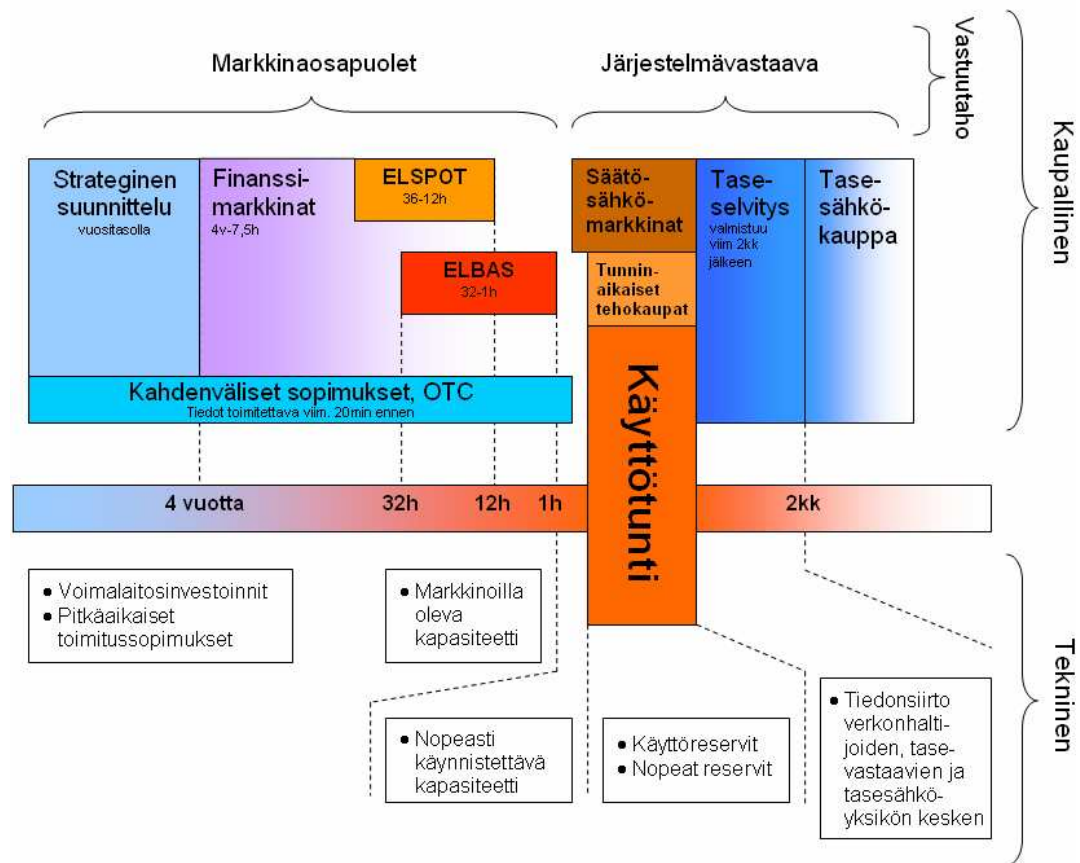
SIVU

1. JOHDANTO.....	7
2. POHJOISMAINEN SÄHKÖVOIMAJÄRJESTELMÄ.....	9
2.1. KANSALLISTEN KANTAVERKKOJEN KEHITYS YHTEISPOHJOISMAISEKSI JÄRJESTELMÄKSI	9
2.2. NYKYTILA	10
2.2.1.Siirtoverkko	11
2.3. SÄHKÖVOIMAJÄRJESTELMÄN KEHITTYMINEN TULEVAISUUDESSA	14
2.3.1.Järjestelmän tehotasapaino.....	14
2.3.2.Merkittävimpiä investointeja tuotanto- ja siirtokapasiteetin lisäämiseksi.....	15
3. SÄHKÖVOIMAJÄRJESTELMÄN TOIMINTA	16
3.1. SÄHKÖVOIMAJÄRJESTELMÄN KÄYTTÖVARMUUS	19
3.2. TAAJUUSSÄÄTÖ	20
3.3. JÄNNITTEEN SÄÄTÖ.....	24
4. SÄHKÖMARKKINAT	24
4.1. YLEISTÄ.....	24
4.2. SÄHKÖMARKKINAT POHJOISMAISSA JA SÄHKÖPÖRSSI NORD POOL.....	26
4.2.1.Nord Poolin fyysiset tuotteet (Elspot- ja Elbas-kauppa)	28
4.2.2.Nord Poolin johdannaistuotteet	30
4.2.3.OTC-kauppa	31
4.3. EU:N SISÄMARKKINAT	31
5. TASEHALLINTA	33
5.1. TASEHALLINTA SUOMESSA	33
5.1.1.Kuormituskäyrien käyttö tasehallinnassa.....	35
5.1.2.Säätösähkömarkkinat.....	37
5.1.3.Tasesähkökauppa.....	39
5.1.4.Säätösähkömarkkinoiden ja tasesähkökaupan toimivuus Suomessa	41
5.1.5.Taseselvitys ja tiedonsiirto sen aikana	42
5.1.6.Mittarointi osana tasehallintaa	47
5.1.7.Esimerkki taselaskennan kulusta.....	49
5.2. TASEHALLINTA RUOTSISSA.....	53
5.2.1.Tasehallinta ja taseselvitys.....	53
5.2.2.Mittarointi Ruotsissa	55
5.2.3.Kuormituskäyrien käyttö tasehallinnassa Ruotsissa	56
5.2.4.Eroja Suomen ja Ruotsin tasehallinnassa	58
5.3. POHJOISMAISTEN TASEHALLINTAMALLIEN VERTAILU	59

5.4. TASEHALLINTA EU:N ALUEELLA	60
6. YHTEISPOHJOISMAISET VÄHITTÄISMARKKINAT JA TASEHALLINTA.....	61
6.1. AIEMPIA SELVITYKSIÄ	62
6.2. PERUSTELUITA NYKYISILLE HINNOITTELU- JA TASEHALLINTAMALLEILLE ..	65
6.2.1. Tasesähkön hinnoittelumallit	65
6.2.2. Tasehallintamallit	66
6.2.3. Tasesähkön käyttö eri maissa	67
6.2.4. Esimerkki Suomen ja Ruotsin mallien eroista	69
6.3. EHDOTUS YHTEISPOHJOISMAISEN TASEHALLINNAN TOTEUTTAMISEKSI..	70
6.3.1. Pohjoismainen tase ja siirtorajoitukset.....	72
6.3.2. Taseselvitys	73
6.3.3. Tasehallintamallien vertailu	76
6.4. EHDOTETUN TASEHALLINTAJÄRJESTELMÄN VAIKUTUKSET SUOMESSA ..	77
7. JATKOTUTKIMUSKOhteita.....	79
8. YHTEENVETO	80
LÄHDELUETTELO	
LIITTEET	

1. JOHDANTO

Vapautuneilla sähkömarkkinoilla tarvitaan järjestelmä, jonka avulla voidaan tasapainottaa sähköverkosta otetun ja sähköverkkoon syötetyn sähkön määrä. Tällä järjestelmällä on kaksi tehtävää: tasehallinta ja taseselvitys. Tasehallinnalla pidetään tuotannon ja kulutuksen välinen suhde tasapainossa tietyllä verkkoalueella. Taseselvityksessä puolestaan veloitetaan sähkömarkkinaosapuolia näiden epätasapainoista (Nordel 2003b). Tässä työssä termiä tasehallinta käytetään sisältäen molemmat yllämainitut toiminnot. Kuvassa 1 on esitetty markkinapohjaisten sähkönhankintavaihtoehtojen suhteutuminen toisiinsa ja niiden takana olevat tekniset resurssit.



Kuva 1. Markkinapohjaiset sähkönhankintamuodot ja niiden tekninen toteutus Suomessa. Markkinoiden kohdalla ilmoitetut aikamäärät kertovat millä aikavälillä kyseisiä kauppia voidaan solmia.

Pohjoismaissa toimii yksi maailman parhaiten toimivista sähkön tukkumarkkinoista. Sähkön tukkutasen myynti onkin saatu tehokkaasti pohjoismaisen kilpailun alaiseksi, mutta sähkön vähittäismarkkinat ovat pysyneet pitkälti

kansallisina. Pitkästä harmonisointiprosessista huolimatta toimintatavoissa on yhä huomattavia eroja, jotka voivat jopa estää toimijoiden pääsyn toisen maan vähittäismarkkinoille. Pohjoismaiset energiaministerit asettivatkin Islannissa Akureyrissä vuonna 2004 antamassaan julistuksessa tavoitteekseen pohjoismaisten vähittäismarkkinoiden luomisen. Samalla pohjoismaisia kantaverkkoyhtiöitä pyydettiin tarkastelemaan keskinäisen yhteistyön tiivistämisen ja toimintatapojen yhdentämisen mahdollisuuksia.

Energiaministerit tapasivat uudelleen Grönlannissa elokuussa 2005 asettamaan suuntaviivoja Islannissa asetetun tavoitteen saavuttamiseksi. Pohjoismaisille kantaverkkoyhtiöille, ministeriöille ja muille asianomaisille tahoille annettiin tehtäväksi valmistella esityksensä ja ehdotuksensa maaliskuun alkuun 2006 mennessä. Työtä taustoittavassa raportissa (Nordel 2005a) tuotiin esille kaksi tärkeintä tekijää kilpailun edistämiseksi sähkön vähittäismarkkinoilla. Ensimmäinen tekijöistä oli mittaukseen, raportointiin ja kuormituskäyrämenettelyyn liittyvien toimintatapojen yhtenäistäminen ja toinen tasehallinnan harmonisointi. Myös pohjoismaisten energiaregulaattoreiden yhteistyöelin NordREG (Nordic Energy Regulators) on toiminnassaan tunnistanut tasehallinnan harmonisoinnin yhdeksi tärkeäksi osaksi pohjoismaisia vähittäismarkkinoita luotaessa.

Yhtäläisyyksistään huolimatta tasehallinta ja taseselvitys on toteutettu yksityiskohdiltaan kaikissa Pohjoismaissa eri tavalla. Kansallisista erityispiirteistä johtuen päättäjät eri maissa ovat pitäneet oman maansa järjestelmää parhaimpana tapana toteuttaa tasehallintaa, minkä vuoksi tähänastiset harmonisointipyrkimykset ovat jääneet enemmän yrityksen asteelle. Edes tyhjältä pöydältä lähdetyssä tutkimuksessa (Nordel 2003a) ei päästy yksimielisyyteen parhaasta tavasta toteuttaa yhteispohjoismainen tasehallintamalli. Osaltaan tämä kertoo siitä, että kaikki olemassa olevat ja ehdotetut mallit ovat kompromisseja eri tekijöiden suhteen, jolloin yhteispohjoismaisen tasehallinnan perustaksi valittava mallikin on väistämättä tällainen.

Tämän työn tarkoituksena on selvittää Pohjoismaissa käytössä olevia tasehallinta- ja taseselvitysmalleja sekä selvittää uutta mallia yhteispohjoismaisen tasehallinnan perustaksi. Samalla tarkoituksena on laatia yhtenäinen esitys tasehallintaa ja taseselvitystä koskevasta aineistosta. Tasehallintaan liittyvien teknisten ongelmien, kuten mittaroinnin ja mittaustiedon viestimuotojen har-

monisointi, jätetään työn ulkopuolelle. Samoin tariffeihin ja maksuihin liittyvät yksityiskohdat jätetään tämän työn tarkastelun ulkopuolelle.

2. POHJOISMAINEN SÄHKÖVOIMAJÄRJESTELMÄ

2.1. Kansallisten kantaverkkojen kehitys yhteispohjoismaiseksi järjestelmäksi

Sähköenergian tarjonnan kasvu alkoi Pohjoismaissa 1800–1900 -lukujen taitteessa voimakkaan teollistumisen myötä. Aluksi sähköntuotanto oli pienten paikallisten yritysten käsissä, joka tyypillisesti omisti yhden tuotantolaitoksen ja jakeluverkon ilman yhteyksiä toisiin verkkoihin. Pian kuitenkin havaittiin suurempien järjestelmien mukanaan tuomat edut ja paikalliset sähkötoimijat alkoivat yhdistyä suuremmiksi kokonaisuuksiksi (Nordel 2004c).

Alusta alkaen sähköntuotanto Pohjoismaissa perustui eri energialähteisiin. Norjassa ja Ruotsissa pääasiallinen lähde oli vesivoima, Suomessa käytettiin vesivoimaa sekä lauhdevoimaa, kun taas Tanskassa tuotanto tapahtui pääosin lauhdevoimalla. Pian eri puolilla Pohjoismaita huomattiin kustannussäästöt, jotka voitiin saavuttaa käyttämällä kulloinkin edullisinta tuotantomuotoa riippumatta sen sijainnista. Vuosittaiset vaihtelut vesitilanteiden välillä voitiin tasata lauhdevoiman järkevällä ajolla. Runsasvetisinä vuosina voitiin lauhdevoiman tuotantoa rajoittaa ja vähävetisinä vuosina lauhdevoimalla voitiin turvata riittävä energian saanti. Lisäksi yhteistyö teki sähköön toimituksesta varmempaa (Nordel 2004c).

Ensimmäiset maiden rajat ylittävä käyttösopimus allekirjoitettiin jo vuonna 1912, kun Sydkraft Malmössä ja NESÄ Kööpenhaminassa sopivat, että Sydkraft syöttäisi tuotantolaitostensa ylijäämätehon Sjellantiin Tanskaan. Vuonna 1915 saatiin maiden välillä käyttöön 25 kV:n vaihtojännitekaapeli. Vuonna 1929 rakennettiin 60 kV:n vaihtojänniteyhteys Jyllannin ja Pohjois-Saksan välille. Tämän jälkeen seuraava yhteenliittämishanke nähtiin vasta 1959, kun ensimmäinen vaihtojänniteyhteys Suomen ja Ruotsin välillä otettiin käyttöön. Vuonna 1960 otettiin käyttöön uusia yhteyksiä Ruotsin ja Norjan välillä sekä rakennettiin voimalaitos yhteishankkeena. Seuraavana vuonna rakennettiin tasajännitelinkki Suomen ja Neuvostoliiton välille ja vuonna 1965 Jyllannin ja Ruotsin länsirannikon välille. Vuonna 1976 asennettiin tasajänniteyhteys Norjan ja Jyllannin välille, tätä yhteyttä vahvistettiin 1993, ja vuonna

1989 laskettiin Fenno-Skan tasajännitemerikaapeli Suomen ja Ruotsin välille (Nordel 2004c).

Maiden rajojen ylittävien yhteyksien suunnittelun ja toteutuksen lisääntyessä kasvoi myös yhteistyö pohjoismaisten voimayhtiöiden välillä ja vuonna 1963 perustettiin Nordel, pohjoismaisten sähkövoimantuottajien muodostama neuvoa antava yhteistyöelin (Nordel 2004c).

1960-luvulla sähkön käyttö kasvoi voimakkaasti kaikissa Pohjoismaissa, jolloin ryhdyttiin kiinnittämään entistä enemmän huomiota tuotantoresurssien tehokkaaseen käyttöön maiden välillä. Maiden väliset yhteydet olivat kuitenkin suhteellisen heikkoja, jolloin Nordel joutui ratkomaan stabiilisuudesta ja verkon hallinnasta johtuvia ongelmia. Nordelin antamat ohjeet ja suositukset muodostivat perustan tuotannon ja verkon käytön tekniselle sääntelylle pohjoismaisessa yhteiskäyttöverkossa. Vaikka suositukset eivät olleet muodollisesti sitovia, noudattivat kaikki osapuolet yhteisesti sovittuja periaatteita, jolloin ne muodostivat pitkälti myös pohjan kansallisille säännöksille (Nordel 2004c). Nykyisin Nordelilla on tärkeä rooli pohjoismaisten sähkömarkkinoiden toiminnassa yhdistäviä toimintatapoja suunniteltaessa ja sähköjärjestelmän toiminnan koordinoinnissa pohjoismaisella tasolla.

2.2. Nykytila

Nykyisin pohjoismainen yhteiskäyttöjärjestelmä sisältää Norjan, Ruotsin, Suomen ja Tanskan kansalliset kantaverkot sekä useita maiden välisiä yhteyksiä, jotka yhdistävät kansalliset verkot yhdeksi järjestelmäksi. Koko järjestelmässä käytetään samaa taajuutta lukuun ottamatta Tanskan läntisiä osia, jotka ovat osa eurooppalaista yhteiskäyttöverkkoa, UCTE:a. Norjassa kantaverkkoa hoitaa Statnett, Ruotsissa Svenska Kraftnät ja Suomessa Fingrid. Fingrid on Pohjoismaissa ainoa kantaverkkoyhtiö, jossa valtio ei ole pääomistajana. Aiemmin Tanskan länsiosan kantaverkkoa hoiti Eltra ja itäosia Elkraft, mutta 24.9.2005 tapahtuneen fuusion jälkeen molempien alueiden kantaverkkoyhtiönä toimii Energinet.dk (Energinet.dk 2005).

Sähkön tuotannon toteutus eri Pohjoismaissa poikkeaa toisistaan hyvinkin paljon. Tanskassa käytetään paljon tavanomaista lauhdevoimaa ja enenevässä määrin tuulivoimaa. Norjan sähköntuotanto perustuu lähes täysin vesivoimaan, kun taas Suomessa ja Ruotsissa on käytössä eri tuotantolähteitä mo-

nipuolisemmin, pääasiassa vesi-, lauhde-, ja ydinvoimaa. Taulukossa 1 on esitetty, miten sähkönkulutus eri Pohjoismaissa katettiin vuonna 2004.

Taulukko 1. Sähkön tuotannon jakaantuminen (GWh) tuotantolähteittäin kulutuksen kattamiseksi Pohjoismaissa vuonna 2004 (Nordel 2005b).

	Islanti	Norja	Ruotsi	Suomi	Tanska	Nordel
Lämpövoima	5	582	80323	55952	29050	165912
- ydinvoima	-	-	75039	21779	-	96818
- muu lämpövoima	5	582	5284	34173	29050	69094
- CHP kaukolämpö ja lauhdevoima	-	-	3527	29971	27206	60704
- CHP teollisuus	-	207	1751	4164	1841	7963
- kaasuvoimalat, yms	5	375	6	38	3	427
Uusiutuva energia	8616	109963	68161	25968	9327	222035
- vesivoima	7132	109280	59529	14726	26	190693
- muut uusiutuvat	1484	683	8632	11242	9301	31342
- tuulivoima	-	260	850	120	6583	7813
- bioenergia	-	296	6971	10146	1365	18778
- jäte	-	127	811	976	1353	3267
- geoterminen energia	1484	-	-	-	-	1484
Kokonaistuotanto	8621	110545	148484	81920	38377	387947
Nettotuonti		11495	-2038	4997	-2875	11579
Kokonaiskulutus	8621	122040	146446	86917	35502	399526

Pohjoismaista yhteiskäyttöjärjestelmää voidaan kuvailla energiarajoitteiseksi, koska mahdollinen pula koskee voimakkaimmin vuosienergiaa. Erityisen vähäsatteisen ja runsassatteisen vuoden ero energiana ilmaistuna voi olla jopa noin 90 TWh. Tällaisia vuosia on tilastollisesti noin yksi neljästäkymmenestä (Nordel 2002b).

1990-luvun lopulla on tehty suuria vähennyksiä hiililauhdevoimalaitosten tuotannossa Suomessa, Tanskassa ja Ruotsissa. Ruotsissa on tehty myös poliittinen päätös luopua ydinvoimasta kokonaan. Päätöksen seurauksena ydinvoimalaitos Barsebäck 1 suljettiin 1999 ja Barsebäck 2 vuonna 2005. Kasvavan kulutuksen takia hiililauhdevoimaloita on kuitenkin otettu osittain takaisin käyttöön pääasiassa varavoimana. Pohjoismaiden tuotantokapasiteetti ei riitä kattamaan kulutusta äärimmäisissä vesivoiman vajaustilanteissa, vaan myös kulutuksen on joustettava. Tähän antaa mahdollisuuksia mm. Norjan energiaintensiivinen alumiiniteollisuus.

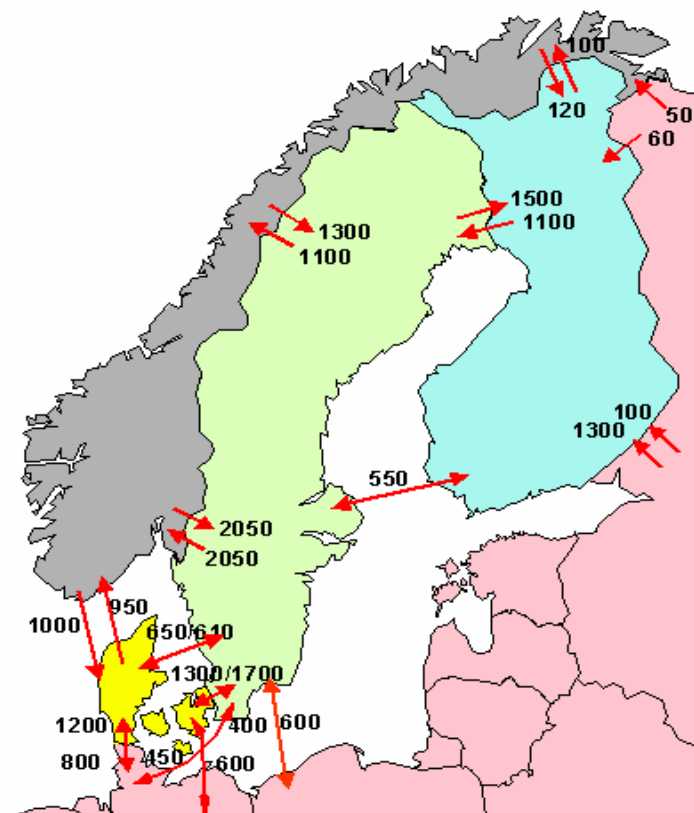
2.2.1. Siirtoverkko

Liitteessä 1 on esitetty pohjoismaisen siirtoverkon rakenne. Pohjoismaiselle yhteiskäyttöjärjestelmälle on kuvaavaa pitkät ja suhteellisen heikot siirtoyhteydet tuotantolaitosten välillä. Usein onkin niin, että siirtokapasiteettiin vai-

kuttaa enemmän muut tekniset rajoitteet, kuten jännitestabiilisuus ja tahtikäytön menetys, kuin yksittäisten komponenttien kuormituskestävyys. Siirtokapasiteetista osa on varattu järjestelmävastuun ylläpitämiseen ja loput on varattu sähkömarkkinoiden käyttöön kaupallisena kapasiteettina.

Stabiilisuus on tärkeässä osassa pohjoismaisessa yhteiskäyttöverkossa, joten tuotantolaitosten on pystyttävä sietämään erilaisia häiriötilanteita irtoamatta verkosta. Tuotantolaitosten kontrolloimaton irtikytkeytyminen voisi pahentaa vikatilanteita entisestään aiheuttaen koko järjestelmän romahtamisen. Tästä syystä Nordel on luonut yhteiset vaatimukset verkon suunnittelulle, käytölle sekä verkkoon kytkettävien tuotantolaitosten sekä kuormien ominaisuuksille (Nordel 2004c).

Kuvassa 2 on esitetty pohjoismaisen yhteiskäyttöjärjestelmän kaupalliset siirtotehot maiden välillä ja muihin järjestelmiin vuoden 2004 alussa.



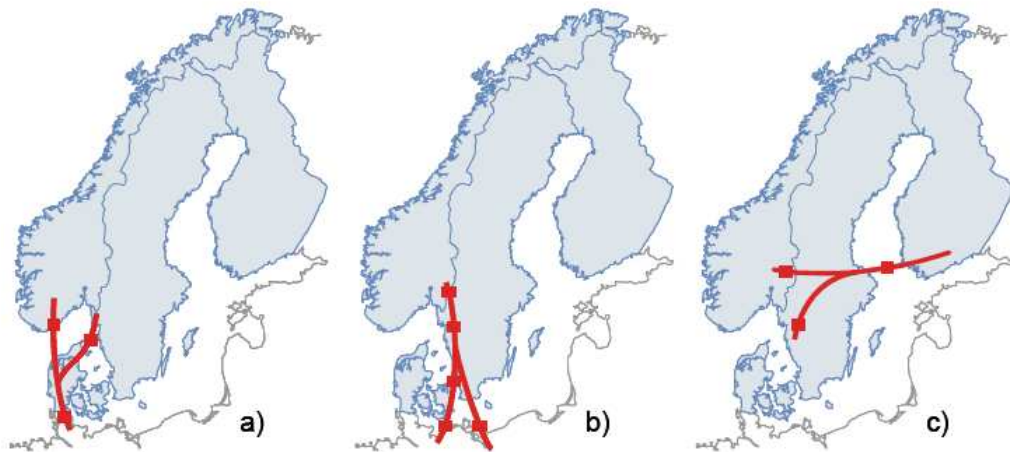
Kuva 2. Rajojen ylittävien yhteyksien kaupallinen siirtokapasiteetti Pohjoismaissa vuoden 2004 alussa (Nordel 2004d). Luvut on ilmoitettu yksikössä MW.

Suomen kantaverkko on yhteydessä Venäjälle kolmella 400 kV:n vaihtojännitejohdolla. Yhteyksien siirtokapasiteetti on 1400 MW, josta 1300 MW on varattu kaupalliseen käyttöön ja 100MW on varattu sähköjärjestelmän säätöön

ja häiriötilanteiden hallintaan (Fingrid 2005a). Siirto tapahtuu Viipurin tasajännitesähköasemien sekä pohjoismaisen yhteiskäyttöjärjestelmään liitetyn 450 MW:n kaasuturbiinivoimalaitoksen kautta. Tämän lisäksi Venäjälle on kaksi 110 kV paikallisten alueverkonhaltijoiden omistamaa yhteyttä yhteissiirtoteholtaan 160 MW (Nordel 2005b).

Tanskan länsiosat ovat osa keskieurooppalaista UCTE-järjestelmää ja niiden välinen siirtoteho on n. 1200MW. Tanskan länsiosasta on tasavirtayhteydet sekä Norjaan (1000 MW) että Ruotsiin (n. 650 MW). Tanskan itäosista on vaihtovirtayhteyksiä Ruotsiin, joiden siirtoteho Tanskasta Ruotsiin on n. 1400 MW ja Ruotsista Tanskaan n. 1800 MW ja Saksaan Rostockiin siirtoteholtaan 600MW (Nordel 2005b).

Perinteisesti pohjoismaisessa yhteiskäyttöjärjestelmässä sähkön siirto on tapahtunut pitkälti pohjois-eteläsuunnassa, mutta tulevaisuudessa yhä enenevässä määrin myös itä-länsisuunnassa. Pohjoismaisille sähkömarkkinoille tärkeimmät siirtokanavat ovat yhteys Norjasta ja Ruotsista Tanskan länsiosien kautta Saksaan (kuva 3 a), yhteys Norjasta Ruotsin ja Tanskan itäosien kautta Saksaan ja Puolaan (kuva 3 b) sekä yhteys Norjasta keskisen Ruotsin kautta Suomeen (kuva 3 c). Kaikilla näillä siirtokanavilla on johto-osuuksia, joilla esiintyy pullonkaulatilanteita haitaten sähkömarkkinoiden optimaalista toimintaa. Siirtorajoitukset estävät erityisesti Norjan vesivoimalaitosten käytön tavalla, johon päädyttäisiin ilman siirtorajoituksia. Rajoitukset liittyvät yleensä tilanteisiin, joissa jonkun Norjan alueen vesivoimaloita haluttaisiin käyttää suurella teholla joko poikkeuksellisen suuren kysynnän tai varastoalaiden ylitäytymisuhan vuoksi (Nordel 2004a).



Kuva 3. Tärkeimmät siirtokanavat pohjoismaisessa yhteiskäyttöjärjestelmässä, joissa voi esiintyä pullonkaulatilanteita (Nordel 2004a).

2.3. Sähkövoimajärjestelmän kehittyminen tulevaisuudessa

2.3.1. Järjestelmän tehotasapaino

Nordel tekee laskelmia Pohjoismaisen yhteiskäyttöjärjestelmän teho- ja energiatasapainon kehittymisestä, jotka ulottuvat aina kolmen vuoden päähän nykyhetkestä. Uusin raportti käsittelee vuoden 2008 tilannetta (Nordel 2005d). Raportin mukaan kulutuksen arvioidaan vuonna 2008 olevan 415 TWh, joka vastaa keskimäärin 1,5 % vuotuista kasvua vuoden 2004 tasosta (395 TWh). Huippukuorman arvioidaan kasvavan noin 72000 MWh/h:iin talvella 2008–2009 verrattuna 65000 MWh/h talven 2004–2005 tilanteeseen. Vuoden 2004 energian kulutustietoon on tehty lämpötilakorjaus tiedon saatamiseksi yhteismitalliseksi. Vertaamalla lukua taulukon 1 tietoihin huomataan lämpötilakorjatun arvon olevan suurempi, joten vuosi 2004 oli keskimääräistä lämpimämpi.

Normaalin vuoden tilanteessa (lämpötila ja sademäärä vastaavat keskimääräistä vuotta) Nordel-alue olisi n. 16 TWh ylijäämäinen Norjan ja Suomen ollessa nettotuojia. Myös huipputeho riittäisi hyvin alueella.

Epätavallisen pienen vuotuisen sademäärän tilanteessa (noin joka 40. vuosi) vesivoimatuotanto voi olla noin 42 TWh normaalivuotta pienempi. Tämä tarkoittaisi vähintään 26 TWh energiavajasta alueelle. Energiavaje voi johtaa hyvinkin korkeisiin markkinahintoihin, jotka kannustavat enenevässä määrin kulutuksen joustoon sekä tuontiin. Uudet yhteydet Viroon ja Hollantiin helpottavat tilannetta, mutta alueen sisäiset pullonkaulat voivat aiheuttaa tilanteita,

joissa kaikkea tuotantokapasiteettia ei voida täysin hyödyntää. Myös pullonkaulatilanteet Manner-Euroopassa voivat vaikuttaa tuontimahdollisuuksiin Pohjoismaihin. Lisäksi on mahdollista, etteivät markkinat pysty ylläpitämään tasapainoa ja markkinoilla voidaan joutua tekemään säännöstely- tai muita toimenpiteitä.

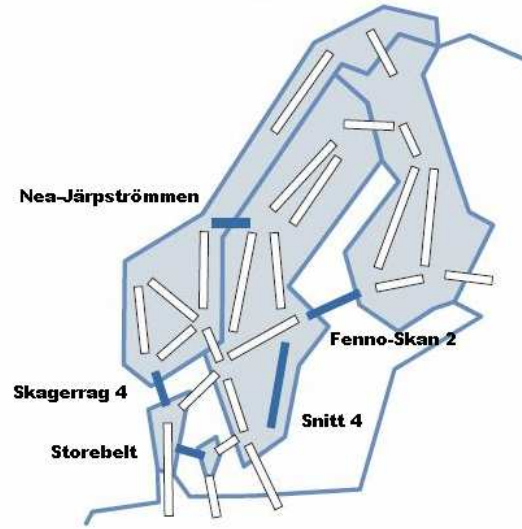
Erityisen kylmän talvipäivän tilanteessa, joita on keskimäärin joka 10. vuosi, tuotannon tehovaje alueella on noin 1900 MWh/h, joka täytyisi kattaa tuonnilla. Vajaus koskisi erityisesti Suomea ja pienimmässä määrin Norjaa ja Ruotsia. Ilman yhteyksiä muihin maihin Suomen ja erityisesti Tanskan järjestelmät olisivat tehorajoitteisia, mikäli joitakin laitoksia olisi samanaikaisesti seisokissa häiriöstä tai huoltotoimenpiteistä johtuen (Nordel 2002b). Vajaus katettaisiin tuomalla Venäjältä 1400 MWh/h ja loput 500 MWh/h Virosta, Saksasta ja Puolasta. Saksan ja Puolan yhteyksiä ei oletettavasti voida käyttää täydellä teholla maiden sisäisten pullonkaulojen takia (Nordel 2005d).

2.3.2. Merkittävimpiä investointeja tuotanto- ja siirtokapasiteetin lisäämiseksi

Suurin yhteiskäyttöjärjestelmään vaikuttava voimalaitoshanke lähitulevaisuudessa tulee olemaan Suomen viidennen ydinvoimalayksikön rakentaminen Olkiluotoon. Yksikön sähköteho tulee olemaan 1600 MW, jolloin se on suurin yhteiskäyttöjärjestelmään liitetty yksittäinen tuotantolaitos. Yksikkö otetaan käyttöön 2009. Samalla kantaverkkoa vahvistetaan paikoin ja ydinvoimala-alueelle rakennetaan 100 MW kaasuturbiinilaitos (Fingrid 2005b). Norjassa on pitkän debatin jälkeen annettu rakennuslupa maan ensimmäiselle kaupalliselle n. 400 MW kaasukombivoimalaitokselle, jonka on kaavailtu valmistuvan vuonna 2007 (Naturkraft 2004).

Nordel on antanut suosituksia viiden sähkön siirtoja rajoittavan johto-osuuden vahvistamisesta vuoteen 2010 mennessä (Nordel 2004a). Näitä ovat Tanskassa Storebelt-yhteys, johto-osuus Etelä-Ruotsissa Hallsbergin ja Hörbyn välillä (Snitt 4), jo olemassa olevien yhteyksien vahvistaminen läntisen Tanskan ja Norjan välillä (Skagerrak 4), Ruotsin ja Suomen välillä (Fenno-Skan 2) sekä paikallisempi yhteys Ruotsin ja Norjan välillä (Nea-Järpströmmen). Johto-osuudet on esitetty kuvassa 4. Johto-osuuksista Fenno-Skan 2 sekä Nea-Järpströmmen on jo päätetty toteuttaa, muista osuuksista tehdään vielä selvi-

tyksiä. Nea-Järpströmmen otetaan käyttöön 2009 ja Fenno-Skan 2 aikaisintaan vuonna 2010 (Nordel 2005c).



Kuva 4. Nordelin suositukset pohjoismaisen yhteiskäyttöjärjestelmän vahvistamiseksi (Nordel 2004a).

Jo vuosia lykätty yhteys Norjan ja Hollannin välillä (NorNed, 700 MW) on siirtynyt toteutusasteelle ja valmiina yhteyden pitäisi olla vuodenvaihteessa 2007–2008 (Statnett 2005). Samalla yhteydet Norjan ja Ison-Britannian (1200 MW) sekä Saksan (600 MW) välillä on hyllytetty toistaiseksi (Nordel 2004a). Suomessa suunniteltavat rakentaa yhteys Viroon (Estlink) ovat toteutumassa. Yhteyden siirtotehoksi tulee 350 MW ja sen on määrä valmistua vuoden 2006 loppuun mennessä (ABB 2005).

3. SÄHKÖVOIMAJÄRJESTELMÄN TOIMINTA

Sähkövoimajärjestelmä sisältää kolme komponenttia: sähkövoimansiirtojärjestelmä, tuotantolaitokset ja kulutuskohteet. Sähkövoimansiirron tehtävänä on yhdistää toisiinsa sähkön tuotanto ja kulutus. Yleisenä periaatteena voidaan pitää, että tämän tulee tapahtua mahdollisimman taloudellisesti ja luotettavasti. Lisäksi järjestelmän tulee mahdollistaa sähkön tuotanto taloudellisella tavalla, siten että sähkövoimansiirtojärjestelmä ei aiheuta merkittäviä pullonkaulatilanteita. Verkon komponenttien tulee olla pitkäikäisiä eikä niistä saa olla vaaraa ihmisille tai omaisuudelle eikä kohtuutonta häiriötä ympäristölle (Elovaara & Laiho 1988).

Sähkövoimajärjestelmän etuna on hyvällä hyötysuhteella tapahtuva voimansiirto, jolloin siirtomatkat voivat olla pitkät. Tämän ansiosta tuotanto voidaan

toteuttaa taloudellisestiärkevimmällä tavalla ja samalla myös voimajärjestelmän käyttövarmuus lisääntyy. Jotta voimansiirrossa päästäisiin mahdollisimman hyvään hyötysuhteeseen, tulee siirron häviöt pitää mahdollisimman pieninä. Sähköjohtimissa tapahtuvat häviöt ovat verrannollisia resistanssin ja virran neliön tuloon ($\sim RI^2$) ja siirrettävä teho verrannollinen jännitteen ja virran tuloon ($\sim UI$). Näin ollen mitä suurempi teho vakiojännitteellä on siirrettävä, sitä suuremmaksi kasvavat virta ja johtimissa tapahtuvat häviöt. Tästä seuraa, että suuria tehoja siirrettäessä on yleensä taloudellisempaa käyttää suuria jännitteitä. Toisaalta laitteiden hinnat ja niiden vaatima tila kasvavat voimakkaasti käytettävän jännitteen ja siirrettävän tehon mukana, jolloin kullekin siirtoteholle ja -etäisyydelle muodostuu kustannustehokkain jännitetaso.

Yleisin siirto- ja jakeluverkon toteutusperiaate on kolmivaiheinen vaihtosähköjärjestelmä. Se on edullinen muun muassa muuntamisen ja moottorikäyttöjen kannalta. Pienjänniteverkossa yksivaiheiset kuormitukset kytketään vaihejohtimen ja nollajohtimen väliin. Vaihtosähköjärjestelmän taajuus on Euroopassa yleisesti 50 Hz ja Yhdysvalloissa 60 Hz. Tasasähkövoimansiirto tulee kyseeseen hyvin pitkillä siirtoyhteyksillä, pitkillä ja suuritehoisilla kapealihteyksillä erityisesti veteen rakennettaessa sekä verkkojen asynkronisella yhteiskäytöllä.

Sähköverkko jakaantuu liiketoimintana kolmelle tasolle: kantaverkkoon, alueverkkoihin ja jakeluverkkoihin. Kantaverkosta huolehtii Suomessa Fingrid Oyj. Alueverkoja on sekä jakeluverkkoyhtiöiden että erillisten alueverkkoylläpitävien yhtiöiden hoidossa. Alueverkkojen asema Suomen nykyisessä lainsäädännössä on jossain määrin epäselvä ja on myös harkittu, että koko alueverkkokäsitteestä luovuttaisiin (KTM 2001). Jakeluverkoja ylläpitävät omalla toimialueellaan monopoliasemassa toimivat jakeluverkonhaltijat.

Kuvassa 5 on esitetty kaavamaisesti sähkövoimajärjestelmän yleisrakenne. Kuvasta selviävät myös Suomessa käytössä olevat jännitetasot. Jännitteet ilmoitetaan kahden vaihejohtimen välisenä arvona. Kantaverkossa käytössä olevat jännitetasot ovat 400 kV, 220 kV ja 110 kV, alueverkoissa yleisesti 110 kV, keskijännitejakeluverkossa 20 kV ja 10 kV ja pienjännitejakeluverkoissa 0,4 kV. Näistä jännitetasoista 400 kV, 110 kV, 20 kV ja 0,4 kV ovat nykyisin vallitsevia.

Voimalaitos

- generaattori (10,5 kV, 20 kV)
- generaattorimuuntaja (20/400 kV)

Kaukovoimansiirto

- tehovälimuuntaja (400/220 kV)
- 400, 200 (ja 100) kV johdot
- kytkinasema (220 kV)
- muuntoasema (400/220 kV)

Suurjännitejakelu

- 110 kV johdot

- syöttöasema (110/20 kV)

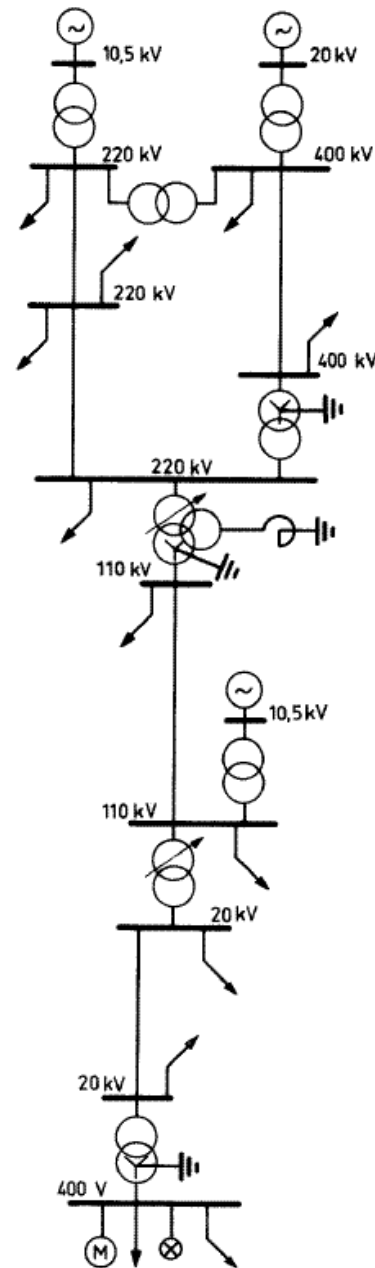
Keskijännite-(välijännite-)jakelu

- 20 kV johdot

- jakelumuuntamo (20/0,4 kV)

Pienjännitejakelu

- 0,4 kV johdot ja kuluttajat



Kuva 5. Siirto- ja jakeluverkoston periaatekaavio (Elovaara, Laiho 1988).

Johtoyhteydet rakennetaan yleensä johtorenkaiksi ja silmukkaverkoiksi. Näin saadaan parannettua sähkön toimitusvarmuutta, sillä syöttöasemat voivat saada sähköä useammalta suunnalta. Kantaverkossa johtorengaat pidetään yleensä suljettuina, sillä tämä on edullista tehohäviöiden ja jännitteen alenemisen kannalta. Sähköverkon rengaskäyttö vaatii kuitenkin monimutkaiseman ja kalliimman suojaruleistuksen kuin säteittäiskäyttö. Myös jakeluverkko on mahdollisuuksien mukaan pyritty rakentamaan rengasmaisesti, vaikka sitä käytetäänkin normaalisti säteittäisenä juuri suojauksen monimutkaisuuden

takia. Rengasmuotoa käytetään yleensä vain vianetsinnässä ja verkon kytkentää muutettaessa. Maaseutujen pienjännite- ja suurelta osin myös keskijännitejakeluverkot ovat kustannussyistä rakennettu säteittäisenä.

3.1. Sähkövoimajärjestelmän käyttövarmuus

Kantaverkkotasolla tapahtuvien häiriöiden vaikutukset ulottuvat yleensä laajalle alueelle haitaten koko yhteiskunnan toimintaa. Siksi kantaverkon luotettavuudelle asetetaan erityisen suuria vaatimuksia. Pohjoismaisessa yhteiskäyttöverkossa pohjoismaisten kantaverkkoyhtiöiden yhteistyöelin Nordel on antanut suositukset verkon mitoitukselle ja käytölle (Nordel 2004c), joita myös Fingrid noudattaa omassa toiminnassaan (Fingrid 2005a). Yhteisten mitoitus- ja käyttöperiaatteiden noudattaminen on yhteiskäyttöverkossa perusteltua, koska häiriöillä on taipumus levitä kantaverkosta toiseen.

Nordelin verkkosäännösten mukaan järjestelmän mitoitus tulee perustua niin sanottuun n-1-kriteeriin, jonka mukaan minkä tahansa verkostokomponentin (tuotantoyksikön, johto-osuuden, muuntajan, kiskoston, kulutuksen jne.) irttoaminen verkosta ei saa aiheuttaa merkittävää sähkön laadun heikkenemistä. Sähköjärjestelmän kannalta pahimmasta viasta käytetään nimitystä mitoittava vika ja se voi muuttua käyttötilanteen mukaan. Tavallisimmin mitoittava vika on suurimman tuotantoyksikön laukeaminen verkosta tai laaja kiskovika siirron kannalta keskeisellä sähköasemalla (Nordel 2004c).

Kantaverkon siirtorajoilla pyritään varmistamaan verkossa tapahtuvat sähköenergian siirrot kunkin käyttötilanteen sallimissa rajoissa. Siirtorajat lasketaan kullekin käyttötilanteelle laskentaohjelmistolla siten, ettei mitoittava vika saa johtaa tahtikäytön menetykseen, jännitteen romahdukseen, kuormien irtikyt-kentään, suuriin taajuus- tai jännitevaihteluihin, ylikuormitukseen tai vaimentumattomiin sähkömekaanisiin heilahteluihin. Siirtoa rajoittavaa kohtaa verkossa kutsutaan pullonkaulaksi. Pohjoismaisessa yhteiskäyttöjärjestelmässä lyhytaikaiset pullonkaulatilanteet pyritään selvittämään kaupallisesti vasta-kauppojen avulla. Pitkäaikaiset pullonkaulatilanteet hoidetaan muodostamalla pullonkaulan eri puolille omat hinta-alueet tai vahvistamalla kantaverkkoa (Fingrid 2005a).

Normaalilla tilalla tarkoitetaan käyttötilannetta, jossa kaikki kulutus pystytään kattamaan siten, että järjestelmän jännitteelle, taajuudelle ja reserveille asetetut vaatimukset täyttyvät. Järjestelmän tulee myös pystyä selviytymään mi-

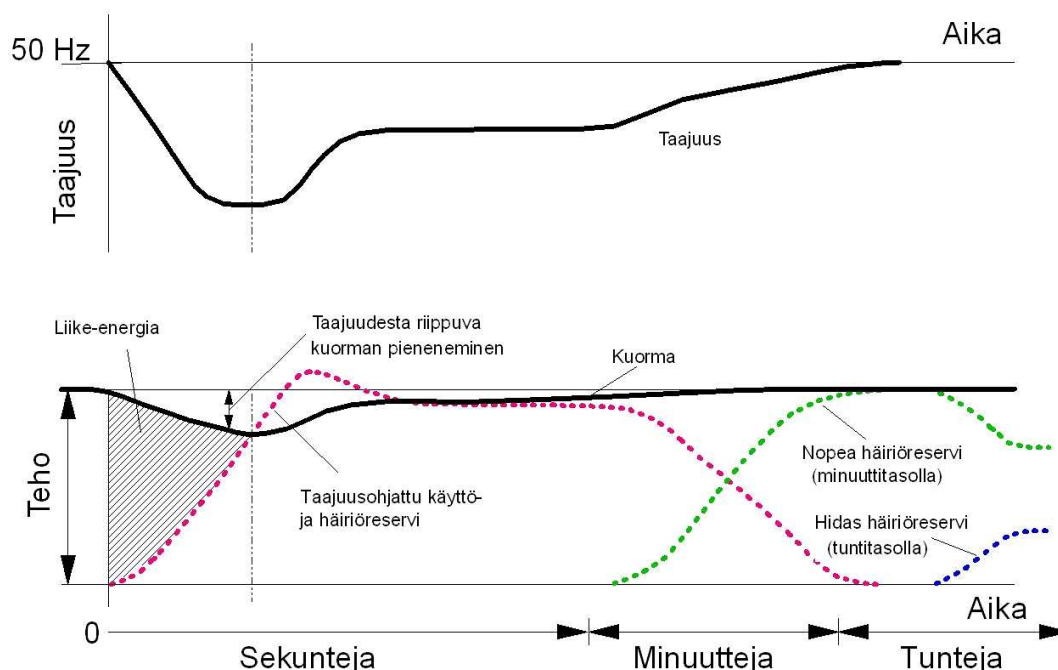
toittavasta viasta ja palata normaaliin tilaan 15 minuutin kuluessa (Nordel 2004c).

3.2. Taajuussäätö

Synkronisessa yhteiskäytössä toimivissa verkoissa on kaikkialla sama taajuus. Taajuutta voidaan pitää tuotannon ja kulutuksen välisen tasapainon mitattuna. Nimellistaajuudella toimittaessa tuotanto ja kulutus, häviöt mukaan lukien, ovat tasapainossa. Mikäli taajuus on nimellisarvon alapuolella, on kulutus suurempaa kuin tuotanto. Tämä voi tulla kyseeseen esimerkiksi silloin, kun senhetkinen kulutus on arvioitu liian pieneksi tai jokin tuotantoyksikkö irttaa verkosta. Mikäli taajuus on nimellisarvon yläpuolella, on kulutus tuotantoa pienempää. Näin voi käydä esimerkiksi suuren kuorman irrotessa äkillisesti verkosta. Mitä paremmin tasapaino verkossa säilyy, sitä vähemmän taajuus vaihtelee ja sitä parempi on sähkön laatu.

Taajuuden säätöön varattu kapasiteetti jaetaan käyttötarkoituksen mukaan käyttö- ja häiriöreserveihin. Pohjoismaisessa yhteiskäyttöverkossa taajuuden sallitaan vaihdella normaalioloissa 49,9 Hz ja 50,1 Hz:n välillä. Normaaaleissa oloissa järjestelmän taajuutta säädetään automaattisesti taajuuden mukaan säätyvän kapasiteetin avulla (taajuusohjatut käyttöreservit) sekä manuaalisilla ylös- tai alassäädöillä, jotka tilataan säätösähkömarkkinoilta (tarkemmin kappaleessa 5.1.2.). Sopimuksen mukaan (Nordel 2004c) Norjan ja Ruotsin kantaverkkoyhtiöt koordinoivat taajuuden säädön pohjoismaisessa yhteiskäyttöverkossa, sillä maiden yhteenlaskettu kulutus kattaa noin 75 % koko yhteiskäyttöalueen kulutuksesta ja niiden käytössä on runsaasti helposti säädettävää vesivoimaa.

Mikäli taajuus käyttöreservien käyttöönotosta huolimatta pysyy sallitun rajan ulkopuolella, otetaan käyttöön häiriöreservit. Kuvassa 6 on esitetty eri reservien käyttöönotto ajan funktiona tilanteessa, jossa suuri voimalaitos kytkeytyy irti järjestelmästä.



Kuva 6. Tehoreservien aktivointi häiriötilanteessa (Hirvonen & Matilainen 1997).

Taajuusohjattu käyttöreservi ja taajuusohjattu häiriöreservi ovat taajuusmuutoksista automaattisesti aktivoituvia pätötehoreservejä. Näillä reserveillä toteutettua säätöä kutsutaan primäärisäädöksi. Pohjoismaisessa yhteiskäyttöjärjestelmässä on sovittu pidettävän jatkuvasti yhteensä 600 MW taajuusohjattua käyttöreserviä normaalitilan taajuussäätöä varten (Nordel 2004c). Suomen osuus tästä on sovittu olevan 141 MW. Käyttöreservin oletetaan olevan täysin käytössä, kun suurin sallittu poikkeama nimellisarvosta ($\pm 0,1$ Hz) on saavutettu. Reserveinä käytetään käynnissä olevien laitosten tehoreservejä ja tasavirtalinkkejä nopean säädettävyytensä takia. Taulukossa 2 on esitetty käyttöreservien jakautuminen Pohjoismaissa. Jako on tehty maiden kuluttamien vuosienergioiden perusteella.

Taulukko 2. Taajuusohjattujen käyttöreservien jakaantuminen pohjoismaisessa yhteiskäyttöverkossa (Nordel 2004c).

	Vuosikulutus 2003 (TWh)	Taajuusohjattu käyttöreservi (MW)
Norja	115	192
Ruotsi	145	243
Suomi	85	141
Tanskan itäosat	14	24
Yhteiskäyttö- järjestelmä	359	600

Taajuusohjattu häiriöreservi alkaa aktivoitua, kun taajuus laskee alle 49,9 Hz:n ja on täydessä käytössä taajuuden ollessa 49,5 Hz. Koko kapasiteetti tulee olla käytettävissä 30 sekunnissa. Häiriöreservi on mitoitettu siten, että mitoitettava vika ei aiheuta taajuuden laskua alle 49,5 Hz:iin. Normaalissa käyttötilanteessa pohjoismaisessa yhteiskäyttöjärjestelmässä vaadittava häiriöreserviteho on noin 1000 MW, josta Suomen osuus on noin 240 MW. Velvoite on jaettu maiden välillä kunkin osajärjestelmän mitoitettavan vian suhteessa. Osuudet päivitetään viikoittain tai tarpeen vaatiessa useammin (Nordel 2004c). Taajuusohjattuna häiriöreservinä käytetään sekä voimalaitosten pätötehoreservejä että irtikytettäviä kuormia. Sähkön tuottajien ja kuluttajien osallistuminen reservin ylläpitoon on vapaaehtoista toimintaa. Fingrid on perustanut niin sanotun reservipankin, johon säätökykyistä kapasiteettia omistavat yhtiöt ovat voineet ilmoittaa resurssinsa ja saada sen käytöstä korvausta (Fingrid 2005a).

Nopeat häiriöreservit sisältävät pätö- ja loistehoreservejä, joiden tulee olla käynnistettävissä manuaalisesti 15 minuutin sisällä. Niiden tarkoituksena on vapauttaa taajuusohjatut reservit tulevien häiriöiden varalle. Nopean häiriöreservin aktivoitumisen jälkeen järjestelmä on palautunut sellaiseen tilaan, jossa se voi kestää seuraavan häiriötilanteen. Pohjoismaisessa yhteiskäyttöjärjestelmässä jokaisella maalla tulee olla nopeita häiriöreservejä mitoitettavaa vikaa vastaava määrä. Suomessa tämä on normaalisti noin 850 MW. Suomen nopea häiriöreservi koostuu Fingridin omista kaasuturbiinilaitoksista (n. 670 MW) sekä irtikytettävästä kuormasta (n. 360 MW) (Fingrid 2005a).

Hitaisiin häiriöreserveihin lasketaan kapasiteetti, joka on otettavissa käyttöön yli 15 minuutin kuluttua häiriöstä (Nordel 2004c). Yleensä taloudelliset näkökohdat määrittävät kuinka nopeasti hitaat reservit ovat otettavissa käyttöön. Hitaat häiriöreservit voivat olla esimerkiksi vanhentuneen tekniikkansa takia jatkuvasta käytöstä poistettuja lauhdevoimalaitoksia. Hitaiden häiriöreservien tarkoituksena on vapauttaa nopeat häiriöreservit uutta käyttötarvetta varten. Hitaiden reservien suuruudesta ei ole sovittu Nordelin puitteissa, vaan jokaisessa maassa käyttövarmuutta säätelevät lait määräävät näistä reserveistä. Suomen sähkömarkkinalaissa (386/1995, 16§) määritellään yksi kantaverkonhaltija vastaamaan sähköjärjestelmän toimivuudesta ja käyttövarmuudesta (järjestelmävastuu), jonka perusteella Fingrid voi määritellä reservien muodon. Fingrid ei varaa kapasiteettia hitaiden häiriöreservien muodossa,

vaan hankkii kapasiteettia aina tarpeen mukaan säätösähkömarkkinoilta (Nordel 2004c)

Taajuuden lisäksi sähkövoimajärjestelmässä valvotaan myös aikapoikkeamaa, joka on vaihtosähköverkon taajuuden mukaan käyvän kellon ja sähköverkon taajuudesta riippumattoman vertailukellon aikaero sekunteina. Tällä pyritään varmistamaan, että taajuuden arvo säilyy keskimäärin 50 Hz:ssä. Aikapoikkeama pyritään pitämään ± 30 sekunnin välillä. Taajuus on kuitenkin aikavirhettä tärkeämpi parametri, joten aikavirheen korjaamiseksi tehdyt säätötoimenpiteet pyritään tekemään pienen kuormituksen aikaan (Nordel 2004c).

Taulukossa 3 on esitetty yhteenveto Suomen reserveistä järjestelmän taajuuden ylläpitämiseksi. Taulukosta selviää myös minkälaisella kapasiteetilla reservivelvoitteet katetaan.

Taulukko 3. Yhteenveto Suomen reserveistä järjestelmän ylläpitämiseksi (Fingrid 2005a).

Reservi	Sopimuskapasiteetti	Velvoite
Taajuusohjattu käyttöreservi	- Voimalaitokset - Viipurin DC-linkki 10% siirtotehosta	141 MW
Taajuusohjattu häiriöreservi	- Voimalaitokset - Irtikytettävät kuormat	220-240 MW
Nopea häiriöreservi	- Kaasuturbiinit - Irtikytettävät kuormat	850 MW

Toinen tapa jaotella taajuuden säätöön käytettyjä reservejä on niiden jako säätöperiaatteen mukaan. Tämän kaltainen jaottelu on käytössä Keski-Euroopan kantaverkkojen yhteistyöelimen UCTE:n (Union for the Coordination of Transmission of Electricity) alueella. Automaattisesti taajuuden mukaan säätyvillä reserveillä toteutettua säätöä kutsutaan primäärisäädöksi, automaattisesti sekunneista 15 minuutin sisällä toteutettua säätöä sekundäärisäädöksi ja sekundäärisäätöön tarkoitetun kapasiteetin vapauttamiseen 15 minuutin jälkeen manuaalisesti toteutettua säätöä tertiäärisäädöksi (UCTE 2004). Tämän jaottelun mukaan taajuusohjatuilla käyttöreserveillä ja osilla taajuusohjatuilla häiriöreserveillä toteutettu säätö kuuluu primäärisäätöön, hitaammilla taajuusohjatuilla häiriöreserveillä ja osalla nopeilla häiriöreserveillä toteutettu sekundäärisäätöön ja säätösähkömarkkinoilta tilattu säätö tertiäärisäätöön.

Fingrid puolestaan käyttää dokumenteissaan primääri- ja sekundäärisäätö-termejä hieman UCTE:n tavasta poiketen. Fingridin terminologiassa primäärisäädöllä tarkoitetaan sähköjärjestelmän fyysinen tehotasapainon säätämistä automaattisesti taajuuden poiketessa nimellisarvostaan. Sekundäärisäädöllä Fingrid tarkoittaa manuaalista ylös- tai alassäätöä, joka toteutetaan pohjoismaisilla säätösähkömarkkinoilla (Fingrid 2003a, Fingrid2005a).

3.3. Jännitteen säätö

Jännite sähköjärjestelmässä on paikallinen suure, jolloin sitä myös säädetään paikallisesti. Jännitteen säädöllä pyritään estämään järjestelmässä esiintyvät yli- ja alijännitteet ja minimoida verkostohäviöt. Tällä pyritään myös varmistamaan 110 kV:n verkkoon liitetyille asiakkaille sopimuksessa luvattu jännitteen laatu. Sähköjärjestelmän jännitetaso pidetään teknisesti ja taloudellisesti optimaalisimmalla tasolla niin normaali- kuin myös häiriötilanteissa. Kantaverkon jännitteen säätö tapahtuu muuttamalla järjestelmän loistehotasapainoa käyttämällä reaktoreita, kondensaattoreita ja generaattoreiden magnetointia muuttamalla. Eri jänniteportaiden välistä jännitteiden suhdetta ohjataan loistehotasapainon lisäksi muuttamalla muuntajien muuntosuhdetta käämikytkimillä.

4. SÄHKÖMARKKINAT

4.1. Yleistä

Monissa maissa on jo pitkään yksityistetty perinteisesti valtion omistuksessa olleita toimialoja ja vähitellen myös energiasektoria ollaan saattamassa kilpailun alaiseksi. Pisimmällä tässä ollaan Euroopassa Englannissa ja Pohjoismaissa. Muualla maailmassa energiamarkkinat on vapautettu mm. osissa Yhdysvaltoja, Australiassa sekä Uudessa-Seelannissa.

Sähköenergiasektori on pelkästäänkin merkittävä tekijä bruttokansantuotteen muodostuksessa, mutta se tuottaa myös tärkeän tuotantopanoksen monelle teollisuuden alalle. Parantamalla sektorin tehokkuutta kilpailun ja monopoli-toimintojen tuottojen sääntelyn kautta parannetaan samalla myös muiden alojen kilpailukykyä ja taloudellisen kasvun mahdollisuuksia. Aiemmin monopolistisesti toimineet tuottajat pystyivät kattamaan kaikki kustannuksensa riippumatta siitä, miten tehokkaasti ne toimivat. Kilpailluilla markkinoilla tähän

ei ole enää mahdollisuutta, vaan toimijoiden on tehostettava toimintaansa ja keksittävä uusia tuotteita pitääkseen asiakkaansa. Kilpailu ja innovaatiot ei johda vain alentuneisiin hintoihin, vaan myös resurssien tehokkaampaan käyttöön ja näin myös ympäristön kannalta parempaan lopputulokseen. OECD:n (Organisation for Economic Co-operation and Development) raportissa (OECD 2005) on tutkittu eri hyödykemarkkinoiden vapauttamista ja erilaisten säänneltyjen hyödykkeiden kansainvälisten kauppajärjestelmien purkamisesta saavutettavia hyötyjä eri OECD-maissa. Tutkimuksessa arvioitiin vuotuisen bruttokansantuotteen kasvun olevan Yhdysvalloissa 1 % – 3 % ja Euroopan Unionin alueella 2 % – 3,5 %, mikäli uudistuksia tehtäisiin kaikilla sektoreilla. Tutkimuksessa osoitettiin sähköenergiasektorilla olevan yksi suurimmista vaikutuksista saavutettaviin hyötyihin. Tutkimuksessa otettiin huomioon vain tehokkuuden paranemisesta ja kasvaneesta kaupasta aiheutuneet välittömät hyödyt, joten todellisuudessa kasvupotentiaali on vielä tätä suurempi.

Vapaat markkinat eivät kuitenkaan välttämättä aina tuota haluttua lopputulosta. Tästä esimerkkinä on Yhdysvalloissa Kaliforniassa tapahtunut sähkömarkkinoiden epäonnistuminen vuoden 2000 lopulla. Ennen markkinoiden täydellistä avaamista alueella sähkön kuluttajahinta oli säännelty osavaltion toimesta hintakatolla, joka oli asetettu vuoden 1996 tasolle (Reisman 2001). Kiinteiden hintojen oli tarkoitus kattaa markkinoiden täydelliseen avaamiseen mennessä toimitusvelvollisten myyjien kariutuneet kustannukset. Alueen sähkönkulutus oli kovassa nousussa talouskasvun myötä eikä uuteen perustuotantokapasiteettiin oltu investoitu lainsäädännöllisistä syistä pitkiin aikoihin. Kasvanut kysyntä nosti pörssihinnan pian korkeammaksi kuin hinta, minä toimitusvelvolliset yhtiöt saivat myymästään sähköstä. Yhtiöt eivät kuitenkaan voineet siirtää kohonneita hintoja kuluttajahintoihin vaan päätyivät tekemään tappiota jokaiselta myymältään kilowattitunnilta (Hausman & Tabors 2004).

Markkinat avattiin täydellisesti vain muutaman verkonhaltijan alueella, jolloin niiden asiakkaiden hinnat nousivat rajusti muiden alueiden hintojen pysyessä säännellyllä tasolla (Reisman 2001). Markkinavoiman käytön estämiseksi kaikki sähkö oli ostettava pakollisesta sähköpörssistä (California Power Exchange, Cal-PX). Markkinoilta puuttui kuitenkin kokonaan hintamuutoksilta suojaavat johdannaismarkkinat ja myös kahdenväliset kiinteät kaupat olivat

kiellettyjä, jolloin sähkön myyjät alkoivat siirtää sähkön hankintaansa suurissa määrin myös päivän sisäiseen kauppaan spot-markkinoiden sijasta. Tämä hankaloitti järjestelmävastaavan toimenpiteitä verkon ylläpitämiseksi entisestään ja tilannetta pahensi edelleen tuotantokapasiteetin puute (Hausman & Tabors 2004). Lopulta tilanteen katsottiin menneen niin pitkälle, että valtion oli puututtava markkinoiden toimintaan.

4.2. Sähkömarkkinat Pohjoismaissa ja sähköpörssi Nord Pool

Parantaakseen energiasektorin tehokkuutta Pohjoismaat alkoivat avata sähkön tuotantoa ja kauppaa vapaalle kilpailulle 1990-luvun alussa Norjan ollessa etunenässä avatessaan sähkömarkkinansa ensimmäisenä vuonna 1991. Ruotsissa markkinat avattiin vuoden 1996 alussa ja Tanskassa 1998. Vuoden 2003 alusta on kaikilla Pohjoismaiden vähittäisasiakkailla ollut mahdollisuus kilpailuttaa sähkönhankintansa, kun myös Tanskan vähittäismarkkinat avattiin kokonaisuudessaan kilpailun piiriin. Markkinoiden vapauttaminen kilpailulle on tapahtunut vähitellen ja prosessi on yhä käynnissä. Seuraava merkittävä askel on pohjoismaisten energiaministereiden asettama tavoite yhteispohjoismaisten sähkön vähittäismarkkinoiden luominen lähitulevaisuudessa.

Vuonna 1995 uuden sähkömarkkinalain (386/1995) astuessa voimaan sähkön tuotanto ja myynti asetettiin kilpailun alaiseksi myös Suomessa. Kilpailun vapautuminen toteutettiin portaittaisesti siten, että aluksi vain suuret, yli 500 kW:n asiakkaat (noin 200 kpl) pystyivät kilpailuttamaan sähkön hankintansa. Vuoden 1997 alussa tehoraja poistettiin, jolloin kaikki tuntimittauksen piirissä olevat asiakkaat pääsivät kilpailun piiriin. Pienimmät sähkön käyttäjät pystyivät käytännössä kilpailuttamaan sähkön hankintansa vasta syksyllä 1998, kun kauppa- ja teollisuusministeriön päätöksellä (KTMp 491/1998) otettiin käyttöön tyyppikuormituskäyräjärjestelmä tuntitehojen arviointiin.

Vuoteen 2000 mennessä Suomessa vain 2 % pienkuluttajista oli vaihtanut sähköntoimittajaansa. Vuonna 2002 luku oli noussut n. 5 %:iin ja vuonna 2004 11 %:iin. Luku on edelleen melko pieni verrattuna esimerkiksi Ruotsiin, jossa vastaava luku vuonna 2004 oli 29 %. Luvussa eivät ole mukana vanhan toimittajan kanssa tehdyt uudet, kilpailutetut sopimukset. Mikäli nämä

lasketaan mukaan, sähkönsä kilpailuttaneiden pienasiakkaiden osuus nousee 22 %:iin. Ruotsissa vastaava luku on 54 % (NordREG 2005b).

Pohjoismaiden alueella sähkön tukkukauppaa ja kauppojen selvitystä hoitaa Nord Pool-konserni niin fyysisten toimitusten kuin johdannaistuotteiden osalta. Konserniin kuuluu emoyhtiön Nord Pool ASA:n lisäksi sen kokonaan omistamat Nord Pool Financial Market, joka hoitaa johdannaiskauppaa, Nord Pool Consulting sekä Nord Pool Clearing ASA –selvitystalo. Lisäksi konserniin kuuluu Nord Pool Spot AS, joka hoitaa fyysisten sähkötuotteiden pörssi-kauppaa. Nord Pool Spot AS:n omistavat pohjoismaiset kantaverkkoyhtiöt sekä Nord Pool ASA. Nord Pool ASA:n omistavat Ruotsin ja Norjan kantaverkkoyhtiöt puoliksi.

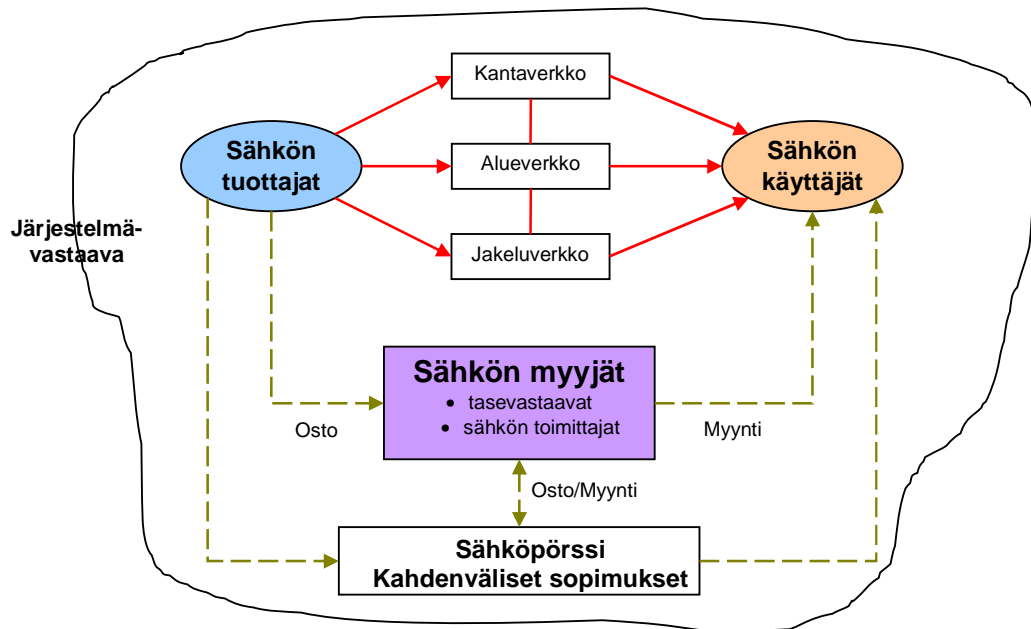
Pohjoismainen sähköpörssi sai alkunsa 1993, kun Norjan sisäinen sähköpörssi Statnett Marked AS perustettiin yksityisenä yhtiönä. Vuonna 1996 Norja ja Ruotsi yhdistivät sähkön tukkumarkkinansa, jolloin muodostui maailman ensimmäisen monikansallisen sähköpörssin. Samalla sähköpörssi sai uuden nimen Nord Pool ASA. Suomi liittyi sähköpörssiin 1998 ja Tanskan länsiosat 1999, jolloin myös päivän sisäiseen kauppaan tarkoitettu Elbas-markkina avattiin Ruotsin ja Suomen välille. Vuonna 2000 Nord Poolista tuli kaikki Pohjoismaat (Islantia lukuun ottamatta) käsittävä pörssi, kun myös Tanskan itäosista tuli uusi hinta-alue pörssiin (Nord Pool 2004b).

Vuonna 2003 Nord Pool koki ensimmäisen suuren haasteensa, kun sähkön hinta nousi ennätyslukemiin alkuvuodesta poikkeuksellisen kuivan syksyn 2002 vuoksi. Markkinat selviytyivät koettelemuksesta kuitenkin hyvin: hinnat mukautuivat nopeasti ja sekä tuotanto että kulutus reagoivat tilanteeseen eikä pelättyyn säännöstelyyn jouduttu turvautumaan (der Fehr et al. 2005).

Vuonna 2004 yli 40 % (167 TWh) Pohjoismaissa käytetystä sähköstä myytiin Nord Poolin kautta. Toimijoita pörssissä oli vuoden 2004 lopussa 391 (Nord Pool 2005). Osallistuakseen kaupankäyntiin sähköpörssissä on osapuolen maksettava Nord Poolin asettamat kauppaan verrannolliset vakuudet. Pörs-sikaupoissa vastapuoliriski siirtyy Nord Poolin kannettavaksi. Tässä kappaleessa käydään läpi Nord Poolin tarjoamat fyysisen kaupan ja johdannaiskaupan tuotteet sekä sähköpörssin ulkopuoliset kahdenväliset sähköntoimitussopimukset.

Kuvassa 7 on esitetty sähkömarkkinoilla toimivien toimijoiden väliset suhteet. Sähkön käyttäjä voi hankkia sähköenergiansa joko suoraan sähkön tuottajal-

ta kahdenvälisellä sopimuksella, sähkön myyjältä tai sähköpörssin kautta. Kuvasta on tärkeä huomata, että sähkön fyysinen siirto tuottajalta käyttäjälle tapahtuu täysin erillään sähkön mynnistä. Järjestelmävastaava huolehtii koko sähkövoimajärjestelmän toiminnasta mahdollistaen näin markkinoiden toiminnan.



Kuva 7. Toimijoiden väliset suhteet energiamarkkinoilla (SvK 2005a). Punaiset nuolet kuvaavat sähköenergian kulkua ja vihreät katkoviivalla merkityt nuolet rahavirtoja.

4.2.1. Nord Poolin fyysiset tuotteet (Elspot- ja Elbas-kauppa)

Kaupankäynti sähköpörssin fyysisillä tuotteilla johtaa aina lopulta sähkön toimitukseen. Nord Poolin sähköpörssissä on tarjolla kahdenlaisia fyysisiä tuotteita: kohdepäivää edeltävä päivänä käytävä Elspot-kauppa sekä kohdepäivänä aina tuntia (Tanskan itäosissa kahta tuntia) ennen kohdetuntia asti käytävä Elbas-kauppa.

Nord Poolin Elspot-kauppa muodostaa avoimena fyysisen sähkön markkina- paikkana perustan kaikelle sähkökaupan hinnoittelulle ja on siksi markkina- osuuttaankin merkittävämpi. Elspot-markkinoilla on myös tärkeä rooli rajat ylittävien siirtojen hallinnassa, sillä kaikki kapasiteetti maiden välillä Pohjois- maissa on asetettu Elspot-markkinan käytettäväksi. Näin taataan kaikille ta- sapuolinen pääsy rajat ylittävään siirtokapasiteetin käyttöön. Ennen sähkö- markkinoiden avautumista maiden rajat ylittävät kaupat hoidettiin kahdenväli- sillä sopimuksilla ja varaamalla kantaverkkoyhtiöiltä tarvittava rajasiirtokapa-

siteetti. Vuoden 1996 jälkeen ei uusia kapasiteettivarauksia rajajohdoille Pohjoismaissa ole enää Nord Poolin mukaan myönnetty, jolloin voimassa olleiden kahdenvälisen sopimusten umpeuduttua koko siirtokapasiteetti on Nord Poolin käytössä (Nord Pool 2004a).

Elspot-kauppa perustuu suljettuun kaupankäyntikierrokseen, jossa osapuolet eivät tiedä muiden antamia tarjouksia. Seuraavan vuorokauden tunteja koskevat osto- ja myyntitarjoukset on jätettävä viimeistään klo 13 Suomen aikaa. Tarjoukset annetaan vuorokauden jokaiselle tunnille muodossa hinta ja määrä, joka sillä hinnalla tarjotaan. Tarjoukset annetaan ilmoittamalla kullekin tunnille joukko eri hintatasoja ja kyseisellä hintatasolla ostettava määrä positiivisena lukuna ja myytävä määrä negatiivisena lukuna. Pienin vaihdettava yksikkö on 0,1 MWh/h ja hintatasojen ero 0,1 € tai 1 NOK. Tarjouksessa määrä voi muuttua positiivisesta negatiiviseksi, mikä tarkoittaa, että osapuoli ostaa sähköä hinnan ollessa alhainen ja myy sitä hinnan ollessa korkea. Hintatasojen välillä määritetään lineaarisella interpolaatiolla lähimpien arvojen mukaan (Nord Pool 2004a).

Kun kaikki tunnin myynti- ja ostotarjoukset lasketaan yhteen kullakin hintatasolla, saadaan aikaiseksi kysyntä- ja tarjontakäyrät, joiden leikkauspiste määrittää tunnin systeemihinnan (spot-hinta). Markkinaosapuoli saa siis tietoonsa tarjouksensa puitteissa toimittamansa tai ostamansa sähkönn hinnan ja määrän vasta systeemihinnan määrittämisen jälkeen. Mikäli maiden välille ei kauppapöytä synny siirtorajoituksia, on systeemihinta sama kaikissa maissa. Mikäli kauppapöytä aiheuttamien siirtojen määrä ylittää siirtorajat, muodostetaan rajoittavan yhteyden kummallekin alueelle omat hintansa. Ylituotantoalueella hinta määritetään sisäisten osto- ja myyntitarjousten mukaan ottaen lisäksi huomioon siirtoyhteyden sallima kapasiteetti varmasti toteutuvana kauppana. Ylikysyntäalueella vastaavasti siirtokapasiteetti otetaan huomioon varmasti toteutuvana myyntinä. Tämä menettely johtaa siihen, että ylitarjonta-alueilla hinta laskee ja ylikysyntäalueella hinta nousee verrattuna systeemihintaan. Elspot-markkinoita voidaankin pitää sekä energia- että kapasiteettimarkkinana (Nord Pool 2004a).

Elspot-markkinoilla voidaan tehdä tarjouksia koskien yksittäistä tiettyä tuntia tai useampaa peräkkäistä tuntia (blokkitarjous), jolloin blokki toteutetaan joko kokonaan tai ei ollenkaan. Blokkitarjouksilla pyritään antamaan mahdollisuus tarjouksen tekemiseen sellaisille tuotantolaitoksille, joilla on huomattavat

käynnistyskustannukset. Tuntitarjous energian myynnistä voidaan myös jättää avoimena siten, että toimitustuntia ei määritellä vielä tarjousvaiheessa, vaan tarjoukselle annetaan vain hinta- ja määrätiedot. Tarjous toteutetaan sinä tuntina, jona systeemihinta on korkein olettaen, että tunnin systeemihinta ylittää tarjouksen hinnan. Tämänkaltaisen tarjousmuoto on kehitetty erityisesti teollisuusasiakkaiden tarpeisiin, jotta niiden olisi helpompi tarjota säädettäviä kuormiaan sähkömarkkinoille korkean sähkönhinnan aikaan (Nord Pool 2004a).

Elbas-markkinoiden tarkoituksena on toimia Elspot-markkinoiden jälkimarkkinana, joka auttaa muun muassa lämpövoimavaltaisia tuottajia paremmin optimoimaan tuotantoaan muuttuvien olosuhteiden mukana. Elspot-markkinoiden sulkeutumisen jälkeen on pisimmillään 36 tuntia kohdetuntiin, jossa ajassa voi syntyä suuriakin muutoksia kysyntäpuolella. Elbas-markkinat toimivat tällä hetkellä Suomessa, Ruotsissa ja Tanskan itäosissa, joissa on eniten tarvetta viime hetken säätöön. Norjan vesivoimavaltaisilla markkinoilla ei juuri ole tarvetta päivän sisäisille markkinoille vesivoiman helpon säädettävyyden takia. Elbas-markkinat toimivat jatkuva-aikaisena koskien Elspot-kaupankäynnissä jo sulkeutuneita tunteja. Tarjouksia ostosta ja myynnistä voidaan jättää aina tuntia ennen kohdetuntia (Tanskan itäosissa kahta tuntia) (Nord Pool 2004a).

4.2.2. Nord Poolin johdannaistuotteet

Sähkömarkkinoiden tuottajaosapuolilla on tarve turvata sähkön myyntihinta ja ostajaosapuolilla sähkön ostohinta myös pidemmällä aikavälillä. Nord Poolissa voi käydä kauppaa tähän tarkoitukseen sopivilla, pidemmälle tulevaisuuteen ulottuvilla sähkötuotteilla: futuureilla, forwardeilla ja optioilla. Niitä käytetään sähkömarkkinoilla sekä riskien hallintaan että sijoitustoimintaan.

Futuurit ja forwardit ovat sopimuksia ostaa tai myydä hyödykettä sovittuun hintaan ja sovittu määrä tiettyä ajanhetkenä tulevaisuudessa. Futuurisopimuksissa sopimuskausi on päivä tai viikko, forward-sopimuksissa kuukausi, vuosineljännes tai vuosi. Forward-sopimuksilla voidaan käydä kauppaa aina kolmen vuoden päähän kuluvan vuoden lopusta. Futuurit ja forwardit poikkeavat toisistaan myös niistä aiheutuvien maksujen tilityksen yksityiskohtien suhteen. Kaupankäynti johdannaismarkkinoilla sulkeutuu arkipäivisin 16.30 Suomen aikaa ja kauppa on suljettuna viikonloppuisin (Nord Pool 2004c).

Optiot ovat joko oikeuksia myydä tai ostaa hyödykettä tiettyyn hintaan sovituna hetkenä. Option haltija voi siis toteutushetkellä päättää ostaako (vai myykö) sopimuksessa ilmoitetun määrän. Mikäli ostajan tapauksessa hyödykkeen spot-hinta option toteutushetkellä on alempi kuin option hinta, kannattaa osto-oikeus jättää käyttämättä. Option haltijan riskin suuruudeksi jää näin vain optiosta maksamansa lisähinta.

4.2.3. OTC-kauppa

OTC (Over the Counter)-kaupalla tarkoitetaan kaikkea sähköpörssin ulkopuolista sähkön tukkukauppaa. Myös perinteiset, sopimusosapuolten tekemät kahdenväliset sähkönmyyntisopimukset, jotka voivat ehdoiltaan olla hyvinkin poikkeavia markkinatuotteista, kuuluvat OTC-kaupan piiriin. Tällaisia sopimuksia ovat esimerkiksi hyvin pitkäaikaiset toimitussopimukset. OTC-kaupoissa kahdenvälisiä sopimuksia solmittaessa kaupan osapuolten on itse huolehdittava tarvittavista vakuuksista tai käytettävä erillistä selvitystaloa. Nord Pool tarjoaa myös OTC-kauppojen selvityspalveluja toimien näin kaupan osapuolten vastapuolena. Pörssissä voidaan selvittää kuitenkin vain vakioituja tuotteita koskevia kauppvoja. Kahdenvälisiä sopimuksia ei kuitenkaan enää vuoden 1996 jälkeen ole voinut solmia rajojen yli.

4.3. EU:n sisämarkkinat

Ensimmäinen askel kohti EU:n laajuisia energiamarkkinoita otettiin 1997, kun Euroopan parlamentin ja neuvoston joulukuussa 1996 antama direktiivi (96/92/EY) sähkön sisämarkkinoita koskevista yhteisistä säännöistä astui voimaan helmikuussa 1997. Direktiivin mukaan sähkömarkkinat tuli avata portaittain kolmessa vaiheessa, joissa jokaisessa vaiheeseen oli asetettu vähimmäistaso markkinoiden avaamiselle. Direktiiviin jätettiin mahdollisuus maiden toteuttaa tavoitteet nopeammassa aikataulussa ja pidemmälle kuin direktiivissä määriteltiin. Monissa jäsenmaissa näin tapahtuikin, mutta muutamissa edistyminen jäi hitaammaksi. Tässä tilanteessa varovaisemman etenemisen valinneiden maiden energiayhtiöt pystyivät hyödyntämään muiden maiden jo avautuneita markkinoita rahoittaen toimintaansa edelleen ylisuurilla voitoilla. Markkinoille pääsyn ja tariffien sääntely poikkesi maittain niin laadultaan kuin määrältäänkin hankaloittaen markkinoiden toimintaa. Myös toimijoiden suuri markkinavoima todettiin ongelmaksi, joka on säilynyt yhä edel-

leen. Näiden lisäksi pelättiin, että kansallisten markkinoiden puutteet aiheuttaisivat suurempaa vastarintaa koko markkinoiden avaamisprosessille (Cameron 2005).

Ongelmien ratkaisemiseksi Euroopan Unionin parlamentti ja neuvosto hyväksyivät uudet määräykset kesäkuussa 2003 energiamarkkinoiden avaamiseksi sisältäen uuden direktiivin sähkön sisämarkkinoista (2003/54/EY) sekä asetuksen rajat ylittävästä kaupasta (1228/03). Määräyksien mukaan kaikilla liikeasiakkailla tulisi olla oikeus valita vapaasti sähkön toimittaja viimeistään 1. heinäkuuta 2004 ja kaikilla kotitalousasiakkailla viimeistään 1. heinäkuuta 2007. Vaikka muutokset voidaan nähdä tärkeänä edistystekijänä, ei niillä kuitenkaan suoraa osoiteta tietä yhtenäisiin sisämarkkinoihin. Euroopan komission energian ja liikenteen pääosaston strategia-asiakirjassa (EU kom 2004) annetaankin suunta sisämarkkinoiden kehittämiseksi. Ehdotetussa lähestymistavassa yhdistyvät markkinat tulisi kehittää alueellisesti toimivien markkinoiden kautta. Lisäksi kansallisesti järjestetyn energianhuollon perintönä ovat siirtoyhteydet toisiin valtioihin jääneet heikoiksi. Yhteyksien parantaminen nähdäänkin tärkeänä osana monikansallisten sähkömarkkinoiden synnylle.

Markkinoiden rakenne on vakava ongelma EU:n sähkömarkkinoiden monissa osissa, ja selvästi vain alueilla, joilla on riittävästi toimijoita (Iso-Britannia ja Pohjoismaat) on pystytty saamaan aikaan todellista kilpailua rajojen yli. Lisäksi monissa uusissa jäsenvaltioissa käytetään edelleen suurissa määrin pitkäaikaisia sähkönhankintasopimuksia. Tämä tarkoittaa sitä, että kilpailulle voi olla paljon vähemmän mahdollisuuksia vaikka markkinaosapuolia olisikin paljon (EU kom 2005b).

Lopullinen tavoite on kehittää likvidit tukkumarkkinat, joilla kaikki osallistujat voivat ostaa ja myydä sähköä vapaasti ja sovittaa yhteen tuotantonsa ja toimituksensa. Likvidit tukkumarkkinat ovat myös tärkeä edellytys toimiville johdannaismarkkinoille. Useimmissa jäsenvaltioissa sähkön kauppa ei kuitenkaan vielä ole tässä suhteessa riittävän likvidiä vaikkakin tilanne on koko ajan paranemassa. Lisäksi monien tukkumarkkinoiden hinnanmuodostuksen avoimuudessa on puutteita. (EU kom 2005b, EURELECTRIC 2005).

Jäsenvaltioiden väliset siirtoyhteydet ovat tärkeässä asemassa kilpailun lisäämisessä. Euroopan neuvosto on antanut asetuksen verkkoon pääsyä koskevista edellytyksistä rajat ylittävässä sähkön kaupassa (1228/03), jonka tarkoituksena on vahvistaa yhteiset säännöt rajojen yli käytävässä kaupassa.

Yhteyksien rakentamiseen tarvitaan toisaalta myös poliittista tahtoa, jota kaikkialta ei välttämättä löydy (EU kom 2005b).

EU:n voidaan katsoa olevan tällä hetkellä siirtymätilassa kansallisten markkinoiden kehittämisestä Euroopan laajuisiin markkinoihin. Yhtenä osoituksena markkinoiden integroitumisesta on yleinen markkinahintojen läheneminen toisiaan lähellä olevilla markkina-alueilla. Kaikki tärkeimmät markkina-alueet ovat myös perustaneet kansallisen tai alueellisen sähköpörssin. Tällä hetkellä Euroopassa on toiminnassa 13 sähköpörssiä (EURELECTRIC 2005).

5. TASEHALLINTA

Tässä kappaleessa selvitetään tasehallinnan peruseriaatteet pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla kuvaamalla ensin Suomen järjestelmän toiminta. Suomen tasehallintaa käsittelevässä kappaleessa käydään läpi myös yhteispohjoismaisen säätösähkömarkkinan toiminta. Tämän jälkeen käsitellään Ruotsin tasehallintajärjestelmää yleisemmällä tasolla ja muiden Pohjoismaiden järjestelmiä periaatteellisella tasolla. Lisäksi luodaan lyhyt katsaus tasehallintaan Euroopan Unionin alueella.

5.1. Tasehallinta Suomessa

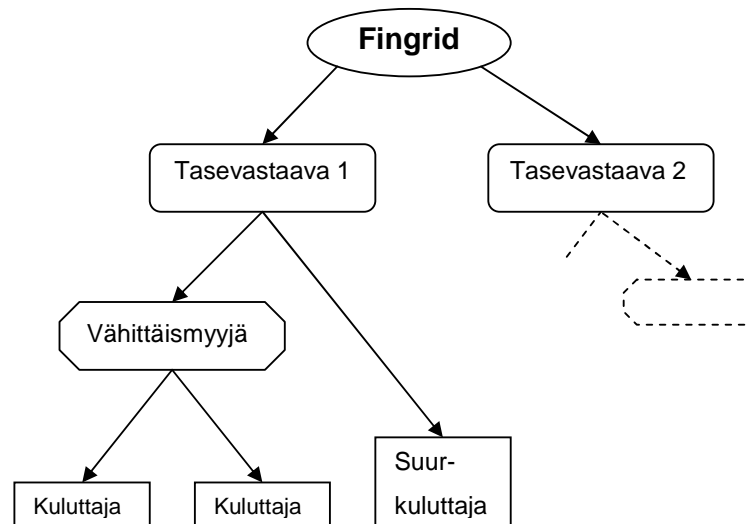
Tasehallinta on toimintaa, jolla sähkömarkkinoiden osapuoli pyrkii etukäteen suunnittelemaan sähkön hankintansa vastaamaan mahdollisimman tarkasti kulutusta ja optimoimaan siihen liittyvät kustannukset. Sähkömarkkinalain 16 b §:n mukaan sähkömarkkinoiden kukin osapuoli on vastuussa siitä, että osapuolen sähkönhankintasopimukset kattavat sähkön käytön ja toimitukset kunkin tunnin aikana. Pienkuluttaja voi siirtää vastuunsa tasapainon ylläpitämisestä avoimelle toimittajalleen eli myyjäosapuolelle.

Valtakunnallisella tasehallinnalla tarkoitetaan koko valtakunnan tasolla tapahtuvaa sähkön tuotannon ja kulutuksen välisen tehotasapainon ylläpitoa. Valtakunnallinen tasehallinta tapahtuu pääosin taajuusohjatun käyttöreservin sekä säätösähkömarkkinoilta tilattujen säätöjen avulla pääosin taajuuden perusteella. Tasehallintaa ohjaa Nordelin asettamat laatuvaatimukset taajuudelle sekä jännitteelle siten, että käyttövarmuutta ei vaaranneta (Fingrid 2003a). Sähkömarkkinalaki (16 §) määrää yhden kantaverkon haltijan vastaamaan sähköjärjestelmän teknisestä toiminnasta sekä huolehtimaan valta-

kunnalliseen tasevastuuseen kuuluvista tehtävistä. Näitä tehtäviä hoitaa Suomessa Fingrid Oyj, jonka osana toimii myös valtakunnallista tasevastuuta hoitava tasesähköyksikkö.

Ennen sähkömarkkinoiden avaamista ei ollut tarvetta valtakunnalliselle tasehallintaorganisaatiolle, sillä sähköntuotanto ja -siirto oli keskittynyt muutaman suuren toimijan itsenäisesti hallitsemiin maantieteellisesti rajoitettuihin verkkoalueisiin, joissa jokainen ylläpiti omaa tasettaan. Taseiden ylläpitäminen oli suhteellisen yksinkertaista, sillä saman verkon alueella saattoi toimia vain yksi sähkön myyjä, joka oli lähes aina osa samaa yhtiötä kuin verkonhaltija. Tällöin tase saatiin yksinkertaisesti mittaamalla kuhunkin verkkoon tai verkonosaan toimitettu sähkö. Markkinoiden vapautuessa tilanne muuttui olennaisesti, sillä verkonomistajan alueella saattoi nyt olla useita myyjiä, joiden tuli myös selvittää oma taseensa. Lisäksi ennen avoimet tukkutason sähköntoimitussopimukset muuttuivat kiinteiksi.

Koska markkinaosapuolen on lähes mahdotonta tasapainottaa taseensa tarkalleen, tulee jokaisella sähkömarkkinaosapuolella olla yksi sähkön toimittaja, niin sanottu avoin toimittaja, joka tasapainottaa osapuolen sähkönhankinnan (Sähkömarkkina-asetus 4 b §). Avoimella toimituksella tarkoitetaan sähköntoimitusta, jossa sähkön myyjä toimittaa asiakkaalleen joko kaiken sähköntarpeen tai sähkömäärän, joka tasapainottaa asiakkaan taseen. Tasapainoituksen tapauksessa toimitus voi olla joko myyntiä tai ostoa, riippuen asiakkaan sähköhankinnan ja kulutuksen/myynnin erotuksesta. Avointen toimitusten katkeamaton ketju alkaa sähkön käyttäjästä päättyen aina tasesähköyksikköön. Kuvassa 8 selvennetään avointen toimitusten ketjua. Kuvassa nuolen suunta kertoo avoimen toimituksen suunnan.



Kuva 8. Avoimien toimitusten ketju

Osapuolta, jonka avoimena toimittajana toimii tasesähköyksikkö, kutsutaan tasevastaavaksi (Sähkömarkkina-asetus 4 a §). Tasesähköyksikön ja tasevastaavan välistä avointa toimitusta kutsutaan tasesähköksi. Tasevastaava on tärkeä toimija valtakunnallisessa tasehallinnassa, sillä se tasapainottaa niiden toimijoiden taseen, joiden avoimena toimittajana se toimii sekä ostaa oman taseensa tasapainottamiseen tarvitsemansa sähkön tasesähköyksiköltä. Tällä hetkellä tasevastaavia toimii Suomessa 23 (Fingrid 2005c). Jokaisella jakeluverkonhaltijalla tulee myös olla tasevastaava avoimena toimittajana, joka vastaa verkon häviöistä sekä toimitusvelvollisuuden piirissä olevien asiakkaiden avoimista toimituksista (KTM 1996, Fingrid 2003a).

Sähkömarkkinalain 21 §:n mukaan jakeluverkonhaltijan alueella toimivan vähittäismyyjän, jolla on huomattava markkina-asema alueella, tulee toimittaa sähköä julkisin hinnoin kaikille enintään 3 x 63 A:n tai enintään 100000 kWh vuodessa kuluttaville kuluttajille. Tällöin puhutaan toimitusvelvollisesta myyjästä. Toimitusvelvollisen myyjän myymän energian määrä saadaan vähentämällä kokonaiskulutuksesta tuntimitattujen asiakkaiden sekä sähkönsä kilpailuttaneiden asiakkaiden kuormituskäyrämenettelyllä arvioidut kulutukset.

5.1.1. Kuormituskäyrien käyttö tasehallinnassa

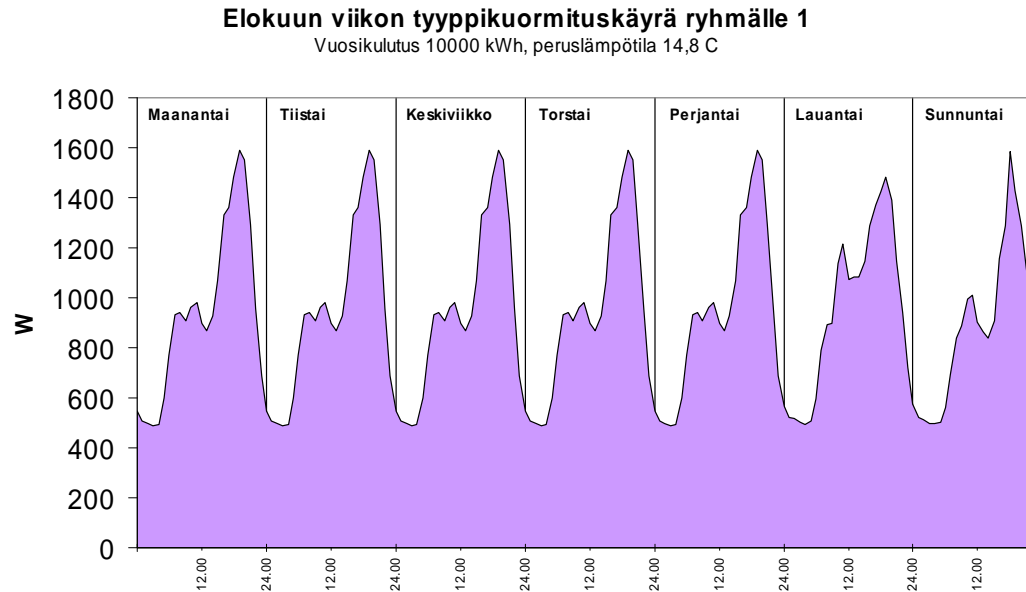
Mikäli sähkönkäyttöpaikan kulutusprofiilia ei tunneta tarkasti, voidaan sitä arvioida kuormituskäyrien avulla. Kuormituskäyrät on muodostettu profiloimalla erityyppisten kuluttajaryhmien kulutustottumukset ja muodostamalla jokaiselle ryhmälle tätä mahdollisimman kuvaava kulutusprofiili vuoden jokai-

selle tunnille. Kuormituskäyriä käytetään lähes kaikilla sähköliiketoiminnan osa-alueilla. Niitä käytetään muun muassa sähkön myynnin ennustamiseen, sähköverkon mitoittamiseen ja investointien suunnitteluun. Vapailla sähkömarkkinoilla kuormituskäyrillä arvioidaan käyttöpaikan tunneittainen kulutus vuosienenergiaan perustuen, mikäli käyttöpaikalla ei ole tuntikohtaiseen mittaukseen kykenevää sähkömittaria.

Sähkömarkkinalain 16 c §:n mukaan taseselvitys voi perustua myös mittauksen ja tyyppikuormituskäyrän yhdistelmään. Kauppa- ja teollisuusministeriön päätöksessä (KTMp 491/1998, muut. 906/2000) määritellään pienkäyttäjän (pääsulake enintään 3 x 63 A) sähkötase laskettavaksi tyyppikuormituskäyrän perusteella, mikäli pienkäyttäjän sähköä ei toimita alueen toimitusvelvollinen sähkönmyyjä eikä kulutusta mitata tunneittain. Jakeluverkonhaltija voi arvioida mittarilukeman kuormituskäyrien perusteella kuluttajan sähkönmyyjän vaihtuessa, jolloin erillistä mittarinlukua ei tarvita. Sähkönkäyttöpaikat on jaettu päätöksen 3 §:n mukaan kolmeen eri tyyppikäyttäjärhyhmään seuraavasti:

- Ryhmä 1: vakituisena asuntona käytettävät sähkönkäyttöpaikat, joissa sähkönkäyttö on pääasiassa asumiskäyttöä ja joiden sähkönkäyttö on enintään 10 000 kilowattituntia vuodessa.
- Ryhmä 2: vakituisena asuntona käytettävät sähkönkäyttöpaikat, joissa sähkönkäyttö on pääasiassa asumiskäyttöä ja joiden sähkönkäyttö on yli 10 000 kilowattituntia vuodessa;
- Ryhmä 3: muut kuin ryhmään 1 tai 2 kuuluvat sähkönkäyttöpaikat

Ryhmän 2 kuormituskäyrään tehdään myös lämpötilakorjaus, mikäli lämpötila poikkeaa tyyppikuormituskäyrän perusteena käytetystä lämpötilasta. Kuvasa 9 on esitetty esimerkkinä ryhmän 1 viikon kuormituskäyrä elokuulta, joka muistuttaa pitkälti suoralla sähkölämmityksellä varustetun omakotitalon kuormituskäyrää. Ryhmän 2 kuormituskäyrä muistuttaa varaavalla sähkölämmityksellä ja kaksiaikamittauksella varustetun omakotitalon ja ryhmän 3 yksivuoroteollisuuden kuormituskäyrää (Sener 1992). Kuormituskäyrien kaikki kuukauden viikot sekä viikon sisällä päivät maanantaista perjantaihin ovat identtisiä.



Kuva 9. Ryhmän 1 tyypikulutuskäyrä (teho ajan funktiona) (KTMP 419/1998, liite 1).

Tyypikäyrämenettelyn etu on myyjän kannalta läpinäkyvyys, koska myyjä voi halutessaan laskea samoilla tiedoilla tyypikäyräasiakkaidensa tehon. Suurin epävarmuus myyjälle syntyy asiakkaan vuosienergiaennusteen toteutumisesta. Ryhmän 2 lämpötilakorjaus tuo lisäksi lämpötilan vaihtelusta johtuvaa ennustamisepävarmuutta (Seppälä 2004).

Tyypikäyrämenettelyn ongelma on se, että sitä sovelletaan vain kilpailtuun myyntiin, eikä sillä ole riippuvuutta asiakkaiden todelliseen tuntikulutukseen. Menetelmä toimii parhaiten tilanteessa, jossa pieni osa asiakkaista vaihtaa myyjää. Mikäli toimitusvelvollinen myyjä menettäisi suuren osan asiakkaitaan, voisi tyypikäyrälaskenta johtaa tilanteeseen, jossa toimitusvelvolliselle myyjälle syntyy negatiivista kulutusta muiden myyjien laskennallisen taseen ajoittain ylittäessä jakeluverkon kuormituksen (Seppälä 2004). Myös tilanne, jossa kaikkien kuluttajien kulutus tulisi arvioida näillä kolmella käyrällä, muodostuisi verkonhaltijoille kestäättömäksi (Segerstam 2005).

5.1.2. Säätosähkömarkkinat

Tasesähköyksikkö tasapainottaa valtakunnallisen sähkötaseen säätosähkömarkkinoilta tilaamallaan fyysisillä sähköntoimituksilla. Kaikki säätoikykyisen kapasiteetin (tuotanto tai kulutus) haltijat voivat antaa ylös- tai alassäätötarjouksia Fingridille, joka toimittaa ne yhteiseen pohjoismaiseen tietokantaan. Tasevastaavat saavat automaattisesti oikeuden osallistua säätosähkömark-

kinoille. Muut osapuolet voivat osallistua joko tasevastaavansa kautta tai tekemällä erillisen säätösähkömarkkinasopimuksen Fingridin kanssa (Fingrid 2003b, Fingrid 2004).

Tarjousta tuotannon lisäyksestä tai kulutuksen vähentämisestä kutsutaan ylössäättotarjoukseksi ja vastaavasti tarjousta tuotannon vähennyksestä tai kulutuksen lisäyksestä alassäättotarjoukseksi. Säätösähkömarkkinoille tarjottu säätökapasiteetti tulee olla vähintään 10 MW:n suuruinen ja käytettävissä koko käyttötunnin ajan. Kapasiteetin tulee olla toteutettavissa täyteen tehoonsa 10 minuutin kuluessa tilauksesta. Lisäksi tarjottavassa kohteessa tulee olla reaaliaikainen tehonmittaus. Tarjouksia voidaan jättää kohdetuntia edeltävän vuorokauden alusta lähtien ja tarjous on muutettavissa tai peruutettavissa aina 30 minuuttia ennen kohdetuntia saakka, jonka jälkeen tarjoukset muuttuvat sitoviksi (Fingrid 2003a).

Tarjoukset kerätään yhteiseen pohjoismaiseen NOIS (Nordic Operational Information System)-tietokantaan, josta muodostetaan tunneittain pohjoismainen säätökäyrä. Tietokanta on näkyvissä kaikille kantaverkkoyhtiölle samanlaisena. Ylössäättotarjoukset asetetaan järjestykseen periaatteella halvin tarjous ensin ja alassäättotarjoukset periaatteella kallein tarjous ensin. Tarjoukset toteutetaan hintajärjestyksessä pohjoismaisen säätökäyrän mukaisesti käyttötilanne huomioonottaen. Koska Norjan ja Ruotsin kantaverkkoyhtiöiden on sovittu valvovan koko järjestelmän taajuutta (Nordel 2004c), tekevät ne myös säätöpäätökset. Mikäli suomalainen säätötarjous hyväksytään, tilaa Svenska Kraftnät sen Fingridiltä, joka vastaavasti tilaa säädön puhelimitse tarjouksen jättäjältä. Fingrid voi myös priorisoida tarjouksia, jotka ovat nopeasti toteutettavia ja kapasiteetiltaan suuria. Samanhintaiset tarjoukset toteutetaan Fingridin määrittämässä tapauskohtaisessa järjestyksessä, jossa otetaan huomioon tarjouksen koko ja tarjotun kapasiteetin sijainti (Aho 2005, Fingrid 2003a).

Kunkin tunnin säätösähkön Suomen alueen hinnaksi muodostuu ylössäädön tapauksessa kallein käytetty säätötarjous, kuitenkin vähintään Nord Pool Spotin Suomen alueen hinta, Elspot FIN. Alassäädön tapauksessa hinnaksi muodostuu halvin käytetty alassäättötarjous, kuitenkin enintään Elspot FIN. Mikäli siirtokapasiteettia on riittävästi ja säätötarjoukset voidaan toteuttaa hintajärjestyksessä, muodostuu säätösähkön hinta yhtäläiseksi koko elspot-alueella. Muissa tapauksissa sähkömarkkinat eroavat. Jos saman tunnin ai-

kana on tehty sekä ylös- että alassäätöjä, määritetään käyttötunti ylös- tai alassäätötunniksi sen mukaan kumpaan suuntaan on energiamääräisesti säädetty enemmän. Säätosähkön hinnat julkaistaan Fingridin ylläpitämässä palvelussa kaksi tuntia käyttötunnin jälkeen. Kaikki säätöön osallistuneet osapuolet saavat saman korvauksen toimittamastaan energiasta riippumatta tarjouksen hinnasta. Säätosähkötarjouksen käyttö otetaan automaattisesti huomioon taseselvityksessä eikä osapuolen tarvitse ilmoittaa siitä enää erikseen tasesähköyksikölle (Fingrid 2003a).

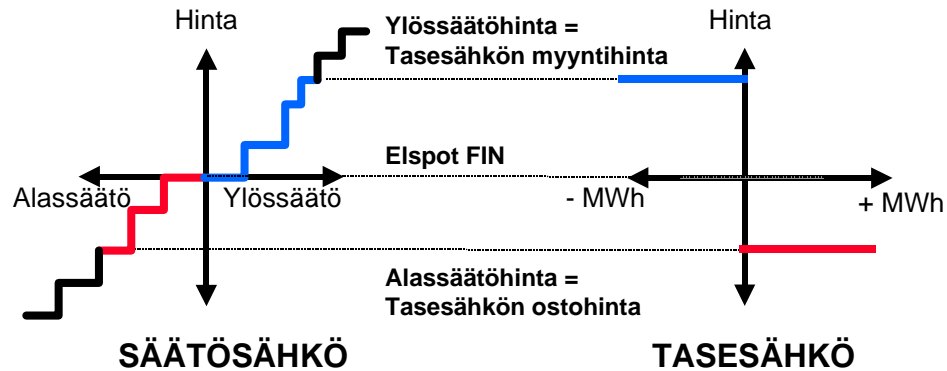
Tasevastaavat voivat hinnoitella taseeseensa kuuluville osapuolille tarjoamansa tasepalvelun haluamallaan tavalla, kunhan sähkömarkkinalain 16 c §:ssä mainitut ehdot tasapuolisuudesta ja syrjimättömyydestä täyttyvät. Monet tasevastaavat ovat hinnoitelleet tasepalvelunsa vastaavalla tavalla kuin Fingrid siirtäen tasevastuun suoraan asiakkailleen (NordREG 2006b).

5.1.3. Tasesähkökauppa

Tasesähkökauppa on tasesähköyksikön (Fingrid) ja tasevastaavan välillä käytävää sähkökauppaa, jolla osapuolet korjaavat kaupallisesti toimitusten ja hankintojen välisen tasepoikkeaman. Tasevastaavan käyttämän tasesähkön tunneittainen määrä selviää taseselvityksen tuloksena. Tasesähköyksikön harjoittama tasesähkökauppa muodostaa monopolin, joka on sähkömarkkinalain 5 §:n mukaan erotettava muusta kantaverkkotoiminnasta erilliseksi yksiköksi.

Tasesähkön hinnoittelu perustuu Suomessa kaksihintajärjestelmään, jossa tasesähkön ostolle ja myynnille määritellään tunneittain oma hinta. Fingridin tasevastaavalta ostaman tasesähkön hintana käytetään säätosähkömarkkinoilta saatavaa tunnin alassäätöhintaa. Mikäli alassäätöä ei ole tehty tai tunti on määritetty ylössäätötunniksi, käytetään ostohintana Elspot FIN. Tasesähkön myyntihinta tasevastaavalle on tunnin ylössäätöhinta. Mikäli ylössäätöä ei ole tehty tai tunti on määritetty alassäätötunniksi, myyntihintana käytetään Elspot FIN. Kuvassa 10 selvennetään tasesähkökaupan hinnan muodostumista säätosähkömarkkinoiden hinnan perusteella. Lisäksi Fingrid perii palvelustaan 1000 €/n kuukausimaksua sekä 0,7 €/MWh vdyymimaksua sekä tasesähkön myynnistä että ostosta. Lopulliseen taseselvitykseen perustuva lasku lähetetään tasevastaaville viimeistään kahden viikon kuluttua kyseisen

kuukauden valtakunnallisen taseselvityksen valmistuttua. Laskun eräpäivä on 14 vuorokautta laskun päiväyksestä (Fingrid 2003b).



Kuva 10. Tasesähkön hinnan määräytyminen säätösähkömarkkinoiden perusteella ylös- ja alaussäädön tilanteessa (Nordel 2003b).

Taseselvityksessä tarvittavien tuntitehojen arviointi perustuu pienkuluttajien osalta kuormituskäyrämenettelyyn. Koska kuormituskäyrämenettelyllä saadaan vain arvio asiakkaan kuluttamasta energiasta, tulee jakeluverkonhaltijan tehdä sähkömarkkina-asetuksen 6 §:n mukaan vuosittain tasoituslaskenta. Tasoituslaskennassa selvitetään kunkin sähkönmyyjän asiakkaiden osalta tyyppikuormituskäyrämenettelyssä laskettujen ja mitattujen summaenergioiden erotukset. Erotuksen tuloksena saadaan kulutuksen arvioinnista tyyppikuormituskäyrämenettelyllä aiheutunut virhe, joka hyvitetään tai veloitetaan jakeluverkossa toimivien myyjien kesken. Tasoituslaskenta ei vaikuta enää osapuolten lopulliseen taseeseen, vaan se on puhtaasti taloudellinen korjausmenetelmä. Erotusenergia jaetaan vuoden tunneille asiakkaan kuormituskäyrän mukaisesti. Jokaiselle ajanjakson tunnille käytetään hintana kyseisen tunnin spot-markkinahintaa kerrottuna luvulla 1,1. Mikäli kuluttajan sähkön käyttö mitataan muulla kuin yksiaikamittauksella (yö- ja päivämittaus, talviarvipäivä- ja muu aikamittaus tai tuntimittaus), painotetaan kuormituskäyrää aikajaotuksen aikojen mukaisesti mitattujen energioiden suhteilla.

Kunkin jakeluverkonhaltijan alueen toimitusvelvollinen sähkön myynnin määrä on verkkoalueen toteutuneen kulutuksen ja kuormituskäyrämenettelyyn kuuluvien asiakkaiden arvioidun kulutuksen erotus. Toimitusvelvollisen myynnin määrä on siis aina tarkalleen tiedossa käyttötunnin jälkeen, joten se ei aiheuta tasepoikkeamia eikä tämän takia sisällytetä toimitusvelvollisen myyjän taseselvitykseen. Koska toimitusvelvollista myyntiä ei arvioida kuormituskäyrällä, ei se myöskään kuulu tasoituslaskennan piiriin.

Fingridin ja tasevastaavan välille solmittavassa tasepalvelusopimuksessa määrätään, ettei tasevastaava saa käyttää suunnitelmallisesti avointa toimitusta sähkön hankintaan tai toimitukseen (Fingrid 2003b). Vuoden 1998 sähkömarkkinalain uudistuksessa (332/1998) lakiin tarkennettiin tasehallintaa koskevia pykälä. Lakia valmisteleavassa hallituksen esityksessä (HE 227/1997) todettiin myös, että tasesähkön hinnoitteluperiaatteiden tulisi ohjata tasesähkökauppaa siten, ettei tasesähköä käytettäisi varsinaisen sähkön hankinnan korvikkeena.

Sähkömarkkinalain 5 §:n mukaan järjestelmävastuuseen määrätyn kantaverkonhaltijan on järjestettävä tasevastuun hoitamiseen liittyvät toiminnot erillisen toimintayksikön tai kokonaan omistamansa tytäryhtiön tehtäväksi. Fingridissä eriyttäminen on tehty sisäisen laskennan avulla (Fingrid 2005d).

5.1.4. Säättösähkömarkkinoiden ja tasesähkökaupan toimivuus Suomessa

Fingrid on teettänyt opinnäytetyön, jossa tutkittiin tasevastaavien tasesähkön käyttöä ja säättösähkömarkkinoiden toimintaa Suomessa vuosina 2001–2003 (Lehikoinen 2003). Tasesähkön käyttöä tutkittiin muun muassa sähköpörssin spot-hinnan funktiona sekä yli- ja alijäämän osalta. Säättösähkömarkkinoita tutkittiin muun muassa toteutuneiden tarjousten sekä tarjousten hinnoittelun osalta.

Tasesähkön käytön todettiin normaalioloissa vaihtelevan yli- ja alijäämäisyyden välillä ilman havaittavia trendejä. Talven 2002–2003 kovien pakkasten aikana havaittiin kuitenkin tasevastaavien taseissa selvää ylijäämäisyyttä, toisin sanoen tasevastaavat olivat suunnitelleet tuottavansa enemmän kuin kulutus samana hetkenä oli. Syynä tähän voi olla taseen hallinnan ongelmat, tasehallinnan tekniset laskentavirheet sekä mahdollisesti taseen tietoinen suunnittelu ylijäämäiseksi. Epätasapaino tasoittui kuitenkin nopeasti, jolloin suurista tietoisista tasepoikkeamista ei luultavimmin ollut kyse.

Tasesähkön hinnoittelulla näyttäisi olevan merkittävä ohjaava vaikutus, sillä tasesähkön käyttö normaalitilanteessa on ollut hyvin kohtuullista. Tasesähkön käytön itseisarvon kuukausikeskiarvo vaihteli 8-16 MWh/h välillä. Kalliin markkinahinnan aikana näyttäisi kuitenkin olevan tarvetta nopeammalle keinolle ohjata tasesähkön käyttöä.

Pohjoismaisen yhteiskäyttöjärjestelmän säädöstä suurin osa tilataan Norjasta, jossa on tarjolla paljon helposti säädettävää vesivoimaa. Myös Ruotsista tilataan säätöä enemmän kuin Suomesta kapasiteetin suuremman määrän ja säädettävyyden takia. Tarkastelujaksolla toteutuneiden säätöjen määrät vaihtelivat huomattavasti, suurimmillaan ylössäätöjen tarve viikossa oli lähes 90 GWh (keskimäärin 535 MWh/h) ja alassäätöjen 100 GWh (keskimäärin 595 MWh/h). Suomalaisilta tasevastaavilta tilattujen säätöjen määrät vaihtelivat erittäin paljon, joinain viikkoina säätöä ei tilattu juuri lainkaan ja joinain viikkoina tilattiin 20 GWh (keskimäärin 120 MWh/h). Tarkasteluajanjaksolla säätötarjouksia jätti, Fingrid mukaan lukien, 11 tasevastaavaa 25:stä. Säätöjä tilattiin seitsemältä tasevastaavalta, joista neljällä oli tilauksia viikoittain. Tämä kuvaa myös hyvin sitä, että säätö on lähes aina edullisempaa toteuttaa muualla kuin Suomessa.

Säätösähkömarkkinoilla ei työn perusteella ole havaittu merkittäviä väärinkäyttötapauksia ja tasesähkön kulutus on tarkasteluvälillä pysynyt kohtuullisena, joten tasesähkömarkkinoiden voidaan katsoa toimineen niille tarkoitetulla tavalla tarkasteltuina vuosina.

5.1.5. Taseselvitys ja tiedonsiirto sen aikana

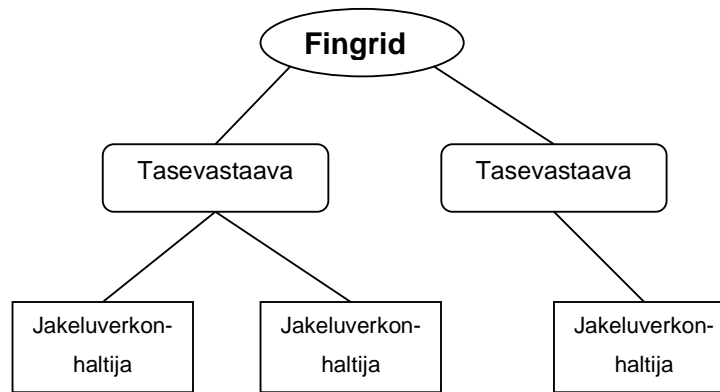
Taseselvityksen tarkoituksena on selvittää kunkin markkinaosapuolen tunneittainen tuotanto ja kulutus ja näistä seuranneet toimitukset jälkikäteisesti. Taseselvitys perustuu tuntienenergiaihin, jotka saadaan tuntienenergiamittauksista, kuormituskäyristä sekä kiinteistä toimituksista. Sähkömarkkina-asetuksen mukaan mitattujen toimitusten määrien selvittäminen ja raportointi kuuluu verkonhaltijan vastuulle (4 d §) ja kiinteät toimitukset osapuolten omalle vastuulle (4 c §). Selvityksen lopputuloksena saadaan kunkin osapuolen sähkö-tase (Fingrid 2003a).

Tasevastaavien taseselvitys perustuu Suomessa yhden taseen malliin, jossa verrataan tunnin toteutuneita ostoja ja tuotantoa toteutuneisiin kulutukseen ja myyntiin. Näiden erotuksena saadaan tasevastaavan kyseisen tunnin tasepoikkeama, jonka perusteella Fingrid laskuttaa tasesähkön käytöstä. Fingridin laatiman tasepalvelusopimuksen mukaan (Fingrid 2003b) tasevastaavan tulee suunnitella ja ohjata sähkönhankintansa ja -toimituksensa siten, että tuntitason tasepoikkeama pysyy tasevastaavan toiminnan laajuuteen nähden kohtuullisena.

Tasevastaavan tulee toimittaa taseselvitystä ja valtakunnallista tasehallintaa varten alustavat tuotantosuunnitelmat taseeseensa kuuluvista voimalaitoksista tasesähköyksikölle viimeistään klo 17 käyttövuorokautta edeltävänä päivänä. Muuttuneet suunnitelmat tulee toimittaa viimeistään 20 minuuttia ennen käyttötuntia. Nord Pool ilmoittaa lisäksi viimeistään klo 14.30 ennen käyttövuorokautta kaikille pohjoismaisille kantaverkkoyhtiöille toteutuneet kaupat, joiden perusteella ne voivat laskea kaupoista aiheutuvat rajanylittävät siirrot (Fingrid 2003a, Nord Pool 2004).

Kauppa- ja teollisuusministeriön päätöksen (602/1998, muut. 905/2000) 3 §:n mukaan kiinteän toimituksen osapuolen on annettava tasevastaavalleen osapuolittain eritellyn summatiedon ja avoimelle toimittajalleen summatiedon hankkimistaan ja toimittamistaan kiinteistä toimituksista 40 minuuttia ennen toimitusta. Tasevastaavan on ilmoitettava tasesähköyksikölle tasevastaavittain eritellyn summatiedon tasevastaavien välisiin sähkötaseisiin vaikuttavista kiinteistä toimituksista viimeistään 20 minuuttia ennen käyttötuntia. Mikäli tasevastaavan avoimiin toimituksiin tai kiinteiden toimitusten osapuoliin tulee muutoksia, on niistä ilmoitettava Fingridille 10 päivää ennen muutoksen voimaantuloa (Fingrid 2003a).

Suomessa on käytössä kuvan 11 mukainen hierarkkinen taseselvitysmalli, jossa selvitystyö on jaettu jakeluverkonhaltijoille, tasevastaaville sekä järjestelmävastaavalle (Fingrid). Ylimpänä hierarkiassa on Suomen järjestelmävastaava Fingrid Oyj, joka vastaa koko valtakunnan taseesta sekä taseesta ulkomaanyhteyksien suhteen. Tasesähköyksikön alapuolella hierarkiassa on tasevastaavat, jotka vastaavat taseselvityksestä kantaverkkotasolla avointen toimitustensa osalta. Alimpana hierarkiassa ovat jakeluverkonhaltijat, jotka vastaavat sähkömarkkina-asetuksen mukaan taseselvityksestä oman verkonsa osalta.



Kuva 11. Hierarkkinen taseselvitysmalli

Fingridin laatiman ohjeen mukaisesti taseselvityksen vaiheet ovat seuraavat (Fingrid 2003a):

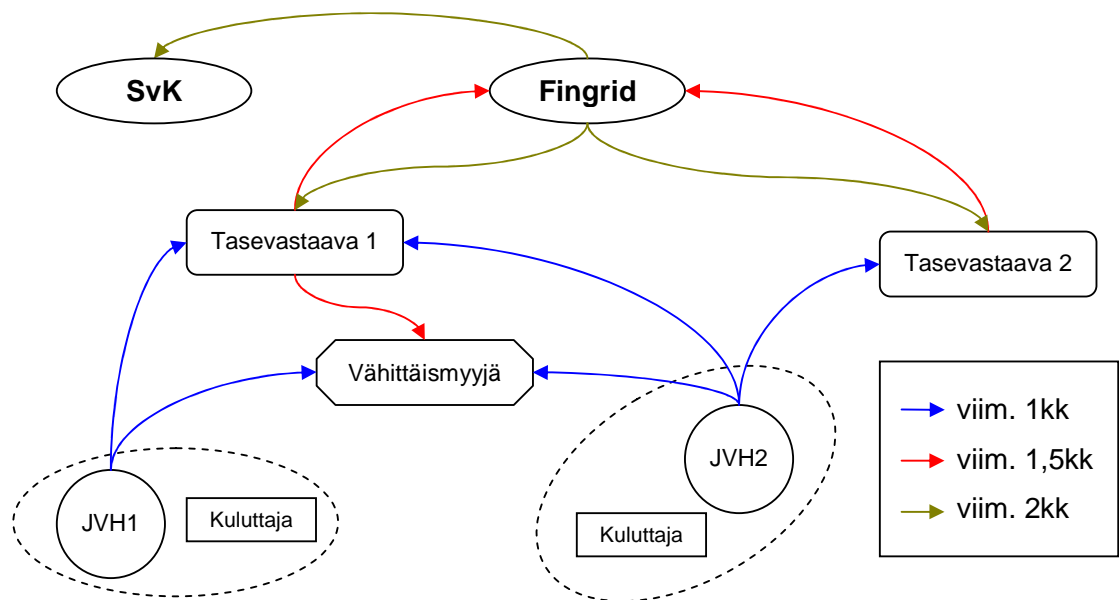
1. Jakeluverkonhaltijat raportoivat mittauksen ja kuormituskäyrien perusteella oman verkkoalueen tunneittaiset summatoimitustiedot alueellaan toimivien myyjien tasevastaaville sekä omalle tasevastaavalleen. Tasevastaavat laskevat saamistaan tiedoista tasevastuussaan olevien osapuolten sähkötaseet. Kauppa- ja teollisuusministeriön päätöksen (KTMp 602/1998) mukaan jakeluverkonhaltija ilmoittaa myös sähkön toimittajille niitä koskevat toimitukset. Jakeluverkonhaltijan tulee ilmoittaa alustavat summatiedot sähkön toimitusta seuraavana arkipäivänä ja lopulliset tiedot raportoidaan viimeistään kuukauden kuluessa toimituspäivästä.
2. Tasevastaava laskee yhteen taseeseensa kuuluvien osapuolten tiedot (kiinteät ja mitatut toimitukset), lisää niihin omat toimituksensa ja raportoi taseensa tiedot edelleen Fingridille. Kauppa- ja teollisuusministeriön päätöksen (KTMp 602/1998) mukaan tasevastaavan on ilmoitettava tiedot myös sähkön toimittajille ja vastaanottajille. Alustavat tiedot tulee toimittaa Fingridille kahden arkipäivän kuluessa ja kuukauden lopulliset tiedot viimeistään puolentoista kuukauden kuluessa toimitushetkestä.
3. Fingrid selvittää valtakunnallisen sähkötaseen sekä Fingridin ja tasevastaavien väliset sähkötaseet. Tuloksena saadaan tasevastaavien tasepoikkeamat sekä tasepoikkeama Suomen ja muiden maiden välillä. Fingrid ilmoittaa tasevastaaville niiden alustavat sähkötaseet viimeistään kolmen arkipäivän kuluessa tarkastusta varten. Kuukauden

lopullinen valtakunnallinen taseselvitys valmistuu viimeistään kahden kuukauden kuluttua toimitushetkestä.

Valtakunnallinen tase selvitetään laskemalla yhteen tasevastaavien tasepoikkeamat, Fingridin ja naapurimaiden tasesähköyksiköiden välillä käyttötunnin aikana tehdyt sähkökaupat, rajajohdoilla tapahtunut tuonti ja vienti sekä rajajohtojen mittaustiedot. Fingrid laskuttaa tasevastaavaa tasesähköstä ja tämän kanssa tehdyistä tehokaupoista valtakunnallisen taseselvityksen valmistuttua (Fingrid 2003a).

Fingrid tarjoaa jakeluverkonhaltijoille tiedonvälityspalvelua, jossa verkkokohtaiset summatoimitustiedot välitetään tasevastaaville Fingridin kautta. Välityspalvelu vähentää ja yksinkertaistaa jakeluverkonhaltijan sanomaliikennettä ja helpottaa tasesähköyksikön määrääkojen valvontaa. Fingrid ei kuitenkaan vastaa välittämänsä tiedon oikeellisuudesta. Välityspalvelun piirissä on tällä hetkellä 105 verkonomistajaa (Fingrid 2003a, Aho 2005).

Kuvassa 12 on havainnollistettu tiedon kulkua taseselvityksen aikana. Kuvassa vähittäismyyjällä on kaksi kuluttaja-asiakasta, jotka kumpikin sijaitsevat eri jakeluverkonhaltijan alueella. Vähittäismyyjän avoimena toimittajana toimii Tasevastaava 1, joka toimii myös Jakeluverkonhaltija 1:n (JVH1) avoimena toimittajana. Jakeluverkonhaltija 2:n (JVH2) avoimena toimittajana toimii Tasevastaava 2. Kuvassa on esitetty myös Fingridin tiedonsiirto Svenska Kraftnätin kanssa (SvK). Kuvassa nuolen suunta osoittaa tiedon kulun suunnan ja väri tiedon kulun ajankohdan.



Kuva 12. Tiedon kulku taseselvityksessä.

Kauppa- ja teollisuusministeriön päätös KTMp 602/1998 mahdollistaisi pidemmät ajat taseselvityksen valmistumiselle (jakeluverkonhaltijoille kuukausi, tasevastaaville kaksi kuukautta, valtakunnallinen taseselvitys kolme kuukautta), mutta Fingrid on päätenyt toiminnassaan noudattamaan lyhyempiä valmistumisaikoja. Fingridissä oltaisiin myös valmiita lyhentämään lopullisen taseen valmistumisaika noin puoleentoista kuukauteen lyhentämällä jakeluverkonhaltijoiden taseselvityksen valmistumisaikaa kahteen viikkoon (Lintunen 2005).

Koska taseselvityksessä, kuten sähkökaupassa yleensäkin siirretään suuria määriä tietoa eri toimijoiden välillä päivittäin, on tärkeää, että tietojen muodosta on sovittu etukäteen. Pohjoismaissa on yleisesti käytössä sähköteollisuuden tarpeisiin suunniteltu Ediel-standardin mukainen tiedonsiirto, joka perustuu EDI (Electronic Data Interchange)-standardiin. Ediel-standardi on kehitetty yhdistyvien sähkömarkkinoiden tiedonsiirtoon, jossa siirrettävän tiedon määrän vuoksi sanomamuotojen tulee olla yhtenevät. Ediel-standardi on käytössä tällä hetkellä Pohjoismaiden lisäksi Saksassa ja Hollannissa. Suomessa Ediel-sanomia on käytetty vuodesta 1997 välittämään tietoja tasevastaavien sekä tasesähköyksikön välillä. Pohjoismaissa standardista on käytössä versio 2 ja Saksassa ja Hollannissa versio 3. Vaikka eri maissa onkin käytössä sama standardi, antaa se mahdollisuuden melko vapaisiin kansallisiin viestien nimeämiskäytäntöihin. Tällä hetkellä työn alla on versio 4, jossa

pyritään yhdentämään nimeämiskäytännöt eurooppalaisella tasolla (Ediel 2005).

Sähkön myyntiin ja kulutukseen liittyvässä tiedonsiirrossa käytettäviä menetelmiä säätelee Suomessa sähkömarkkinalakia ja -asetusta tarkentavat kauppa- ja teollisuusministeriön päätökset. Näiden lisäksi Energiateollisuus ry on laatinut aiheesta toimintatapaohjeita ja -suosituksia. Kauppa- ja teollisuusministeriön päätös (825/1999, muut. 584/2002) määrittelee, että tasehallinnassa käytettävät ilmoitukset on oltava Ediel Nordic Forumin hyväksymässä muodossa ja tehtävä Sähköenergialiitto ry:n hyväksymän raportin ”Ediel sanomavälityksen yleiset sovellusohjeet” 10.6.2002 päivätyn version mukaisesti. Kiinteiden toimitusten ilmoittamisessa käytetään Extended DELFOR.D96A-sanomaa ja jakeluverkonhaltijan ja tasevastaavan sekä tasevastaavan ja tasesähköyksikön välisessä tiedonsiirrossa MSCONS.D96A-sanomaa niihin liittyvän sovellusohjeen IG versio 2.3 päivätty 7.5.2001 mukaisesti. Sähköenergialiitto ry (nykyisin Energiateollisuus ry) on julkaissut sovellusohjeistaan uuden version 7.12.2004, joka ei kuitenkaan sisällä ristiriitoja vanhempaan versioon nähden (ET 2004a). Toimittajan vaihdon yhteydessä tarvittavaan tiedonsiirtoon käytetään Ediel PRODAT-sanomatyyppiä (ET 2004b).

5.1.6. Mittarointi osana tasehallintaa

Sähkömarkkinoiden avautuessa energian mittaukseen ei kiinnitetty erityistä huomiota, vaan haluttiin säilyttää vanha luotettavaksi todettu mittausjärjestely. Mittarointi ja mittareiden luenta on keskeisessä osassa tasehallinnassa ja niiden toteutukseen onkin sittemmin kiinnitetty enenevissä määrin huomiota. Esimerkiksi sähkökauppojen selvittäminen tapahtuu tuntitasolla, mikä edellyttää suuremmilla asiakkailta tunneittain tapahtuvaa energian mittausta ja rekisteröintiä.

Sähkömarkkina-asetuksen 5 a §:n mukaan kaikissa yli 3 x 63 A:n pääsulakkeilla varustetuissa sähkönkäyttöpaikoissa energian mittaus tulee perustua tunneittain tapahtuvaan energianmittaukseen ja rekisteröintiin. Poikkeuksen tekevät kuitenkin sähkömarkkinalain 21 §:n tarkoittamat toimitusvelvollisuuden piiriin kuuluvat sähkönkäyttöpaikat. Näissä paikoissa asiakkaan niin halutessa ei tarvitse olla tuntimittausta mikäli sähkönkäyttöpaikkaa koskeva liittymissopimus on tehty ennen 1.1.2005 tai sen sähkönkulutus on alle 5000

kWh vuodessa. Mikäli sähköenergia halutaan tällaisessa sähkönkäyttöpai-
kassa kilpailuttaa, tulee se varustaa tuntimittauslaitteistolla. Sähkömarkkina-
asetuksen 7 §:n mukaan sähkönkäyttäjä voi hankkia niin halutessaan myös
itse jakeluverkonhaltijan tekniset vaatimukset täyttävä mittalaitteisto. Mittarin
asentaa kuitenkin aina jakeluverkonhaltija, joten näiltä osin mittaustoiminnan
voidaan katsoa olevan edelleen jakeluverkonhaltijan monopolitoimintaa.

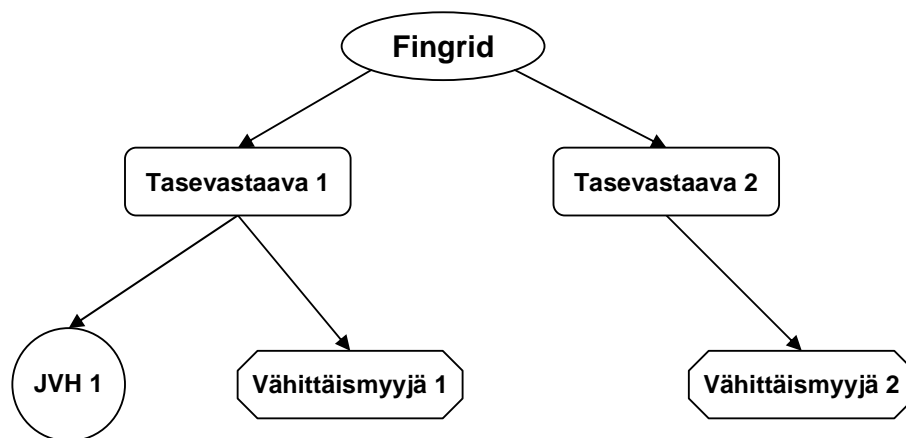
Sähkömarkkina-asetuksen 6 §:n mukaan vähittäismyynnin taseselvityksen
tulee perustua yli 3 x 63 A:n pääsulakkeilla varustetun sähkönkäyttöpaikan
osalta tunneittain tapahtuvaan energianmittaukseen, mikäli sähkönkäyttö-
paikka on varustettu tuntimittauslaitteistolla. Tämä koskee myös ennen
1.1.2005 tehtyjä liittymäsopimuksia. Enintään 3 x 63 A:n pääsulakkeilla va-
rustettujen sähkönkäyttöpaikkojen taseselvityksen tulee aina perustua tavan-
omaiseen mittaukseen ja tyyppikuormituskäyrän yhdistelmään, vaikka säh-
könkäyttöpaikka olisikin varustettu tuntimittauslaitteistolla.

Energiateollisuus ry on raportissaan esittänyt ehdotuksia mittaustoiminnon
kehittämiseksi (ET 2005). Raportissa päädyttiin ehdottamaan tuntimittauksen
laajentamista koskemaan kaikkia yli 3 x 63 A:n pääsulakkeilla varustettuja
sähkönkäyttöpaikkoja ja kuukausiluentaa kaikissa pienemmissä kohteissa.
Tuntimittauksen rajan laskemista koskemaan kaikkia yli 35 A:n pääsulakkeilla
varustettuja kohteita tulisi myös harkita. Tavoiteaikatauluna esitettiin, että
tuntimittaukseen siirryttäisiin 1.1.2011 lähtien. Kuukausiluennalle ei asetettu
aikatavoitetta. Ehdotukset voitaisiin toteuttaa ilman lakiuudistuksia, mutta
raportissa ehdotettiin lisäksi muutoksia myös lakiin. Muutokset koskisivat lä-
hinnä vastuun siirtämistä mittaukseen liittyvissä kysymyksissä kokonaan ja-
keluverkonhaltijalle sekä yleisesti helpotuksia muutoksen toteuttamisessa.
Muutoksilla pyritäisiin pääsemään eroon nykyisistä arviolaskuista sekä pa-
rantamaan muutenkin markkinoiden toimintaa tarkentuneen tiedon avulla.

Mikäli tuntimittausvelvoitetta laajennettaisiin koskemaan kaikkia yli 3*63 A:n
käyttöpaikkoja, täytyisi mittarointi uusia 10000–20000 käyttöpaikkaan, jolloin
siirtymäajan tulisi olla riittävän pitkä. Mikäli pienasiakkaiden mittarit luettaisiin
kuukausittain, tarkoittaisi se käytännössä, että myös pienasiakkaiden mitta-
rointi olisi vaihdettava rekisteröiviin kaukoluettaviin laitteisiin (Seppälä 2004).

5.1.7. Esimerkki taselaskennan kulusta

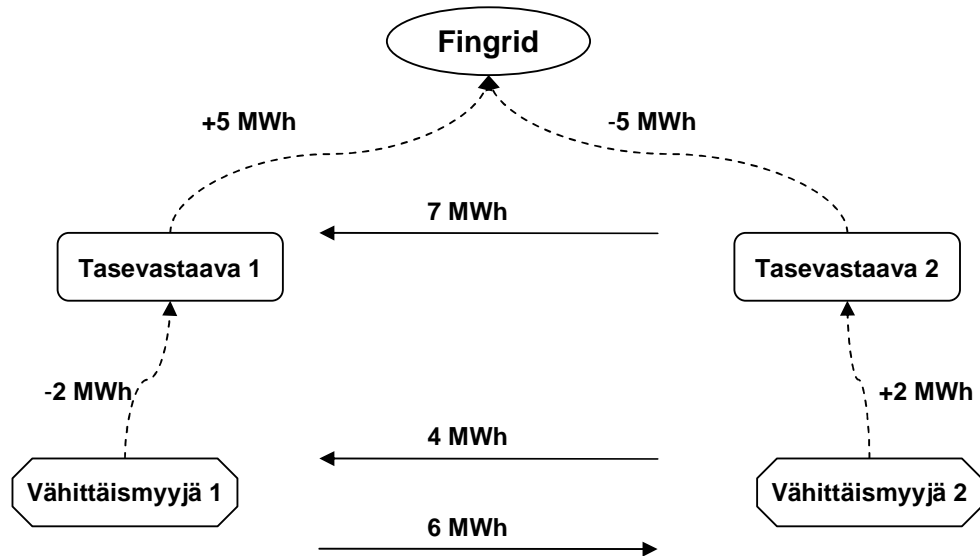
Tässä kappaleessa käydään esimerkinomaisesti läpi taselaskennan ja tasesähkökaupan kulku kuvan 13 yksinkertaistetussa avointen toimitusten ketjussa Fingridin tasesähköyksikön kannalta yhden tunnin ajalta. Kuvan tilanteessa tasesähköyksiköllä on avoimessa toimituksessa kaksi tasevastaavaa. Tasevastaavalla 1 on avoimessa toimituksessa Vähittäismyyjä 1 (jatkossa VM 1) sekä Jakeluverkonhaltija 1 (JVH 1), Tasevastaavalla 2 puolestaan VM 2. Tässä esimerkissä tasevastaavilla on taseiden välisiä kiinteitä ja mitattuja toimituksia sekä säätösähkökauppoja tasesähköyksikön kanssa. Merkkisäätönä negatiiviset luvut ovat kyseessä olevan osapuolen myyntiä ja positiiviset luvut ostoa.



Kuva 13. Avointen toimitusten ketju esimerkin tilanteessa.

Kiinteät toimitukset

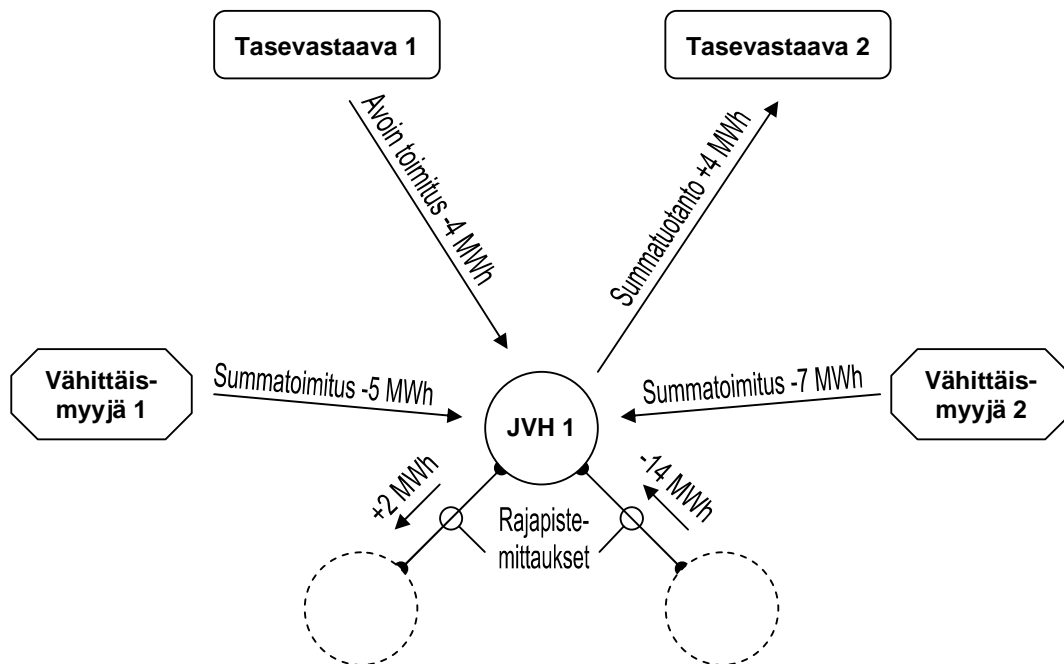
Kuvassa 14 esitetään toimijoiden kyseisen tunnin kiinteät toimitukset. VM 1 myy 6 MWh VM 2:lle ja ostaa tältä 4 MWh eli yhteensä VM 1 myy 2 MWh VM 2:lle. VM:t raportoivat summatiedot kiinteistä kaupoistaan (VM 1: -2 MWh, VM 2: +2 MWh) tasevastaaville viimeistään 40 minuuttia ennen toimitustuntia. Tasevastaava 2 myy Tasevastaava 1:lle 7 MWh, jolloin Tasevastaava 1:n kiinteät toimitukset ovat +5 MWh (-2 MWh +7 MWh) ja Tasevastaava 2:n -5 MWh (+2 MWh -7 MWh). Tasevastaavat ilmoittavat summatiedot taseeseensa kuuluvista kiinteistä toimituksista viimeistään 20 minuuttia ennen käyttötuntia tasesähköyksikölle.



Kuva 14. Kiinteät toimitukset

Mitatut toimitukset

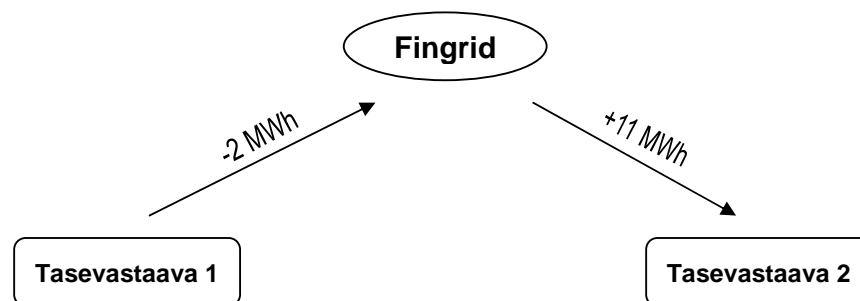
Kuvassa 15 esitetään tunnin mitatut toimitukset. VM 1 toimittaa JVH 1:n alueelle 5 MWh ja VM 2 7 MWh. Tasevastaava 2:n taseeseen kuuluu JVH:n alueella tuotantoa, joka tuottaa tunnin aikana 4 MWh. JVH:lla on yhteydet kahteen verkkoon, joista toisesta tuodaan 14 MWh ja toiseen viedään 2 MWh. Verkon avoin toimitus saadaan vähentämällä rajapistemittauksien summasta ($-14 \text{ MWh} + 2 \text{ MWh} = -12 \text{ MWh}$) verkkoalueen summatoimitus- ja tuotantotiedot ($-5 \text{ MWh} - 7 \text{ MWh} + 4 \text{ MWh} = -8 \text{ MWh}$). JVH 1:n alueelle tapahtuva avoin toimitus on näin 4 MWh ($-12 \text{ MWh} - (-8 \text{ MWh}) = -4 \text{ MWh}$) ja sen hoitaa Tasevastaava 1. Tasevastaava 2:n summatoimitus alueelle on puolestaan -3 MWh ($-7 \text{ MWh} + 4 \text{ MWh} = -3 \text{ MWh}$). JVH raportoi tiedot kappaleen 5.1.5 mukaisesti.



Kuva 15. Mitatut toimitukset.

Säätösähkökaupat

Kumpikin tasevastaava on jättänyt säätösähkömarkkinoille säätötarjouksia ja kummankin tarjouksia hyväksytään tunnin aikana. Tasesähköyksikkö ostaa Tasevastaava 1:ltä 2 MWh ja myy Tasevastaava 2:lle 11 MWh säätösähköä. Käyttötunnin jälkeen tunti määritellään pohjoismaisen säätökäyrän mukaan ylössäätötunniksi. Kuvassa 16 on esitetty tunnin aikaiset säätösähkökaupat.



Kuva 16. Säätösähkökaupat.

Taselaskenta ja laskutus

Kun osapuolten kaikki toimitukset summataan yhteen, saadaan Tasevastaava 1:n tasepoikkeamaksi -6 MWh (tase alijäämäinen), jolloin tasesähköyksikkö myy vastaavan määrän energiaa Tasevastaava 1:lle. Vastaavasti Tasevastaava 2:n tasepoikkeamaksi saadaan +3 MWh (tase ylijäämäinen), jolloin

tasesähköyksikkö ostaa tämän energiamäärän. Taulukossa 4 on esitetty tasevastaavien tunnin taselaskenta.

Taulukko 4. Taselaskenta.

	Kiint. kaupat (MWh)	Mitatut toim. (MWh)	Säätösähkö- kaupat (MWh)	Tasepoikkeama (MWh)
Tasevastaava 1	5	-9	-2	-6
Tasevastaava 2	-5	-3	11	3

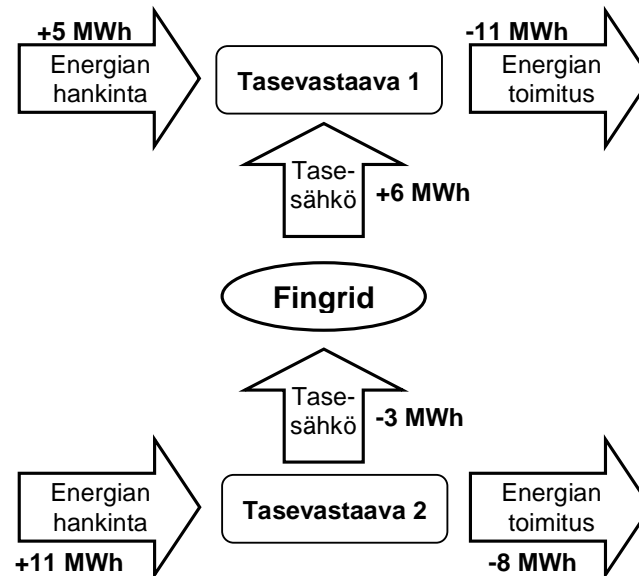
Tunti määriteltiin ylössäätötunniksi korkeimman hyväksytyn tarjouksen ollessa 50 €/MWh ja tunnin spot-hinnaksi ja samalla alasäätösähkön hinnaksi oli määräytynyt 30 €/MWh. Tasesähköyksikkö siis myy tasesähköä kyseisellä tunnilla hintaan 50 €/MWh ja ostaa sitä hintaan 30 €/MWh. Tasesähköyksikkö veloittaa tasesähkön käytöstä 0,7 €/MWh riippumatta tasepoikkeaman suunnasta. Näiden tietojen perusteella tasevastaavia laskutetaan taulukon 5 mukaisesti. Taulukon tiedot on tehty tasevastaavien näkökulmasta, jolloin negatiivinen luku merkitsee tasevastaavalle maksua ja positiivinen luku tuloa.

Taulukko 5. Tasevastaavien laskutus.

Hintatiedot				
Alassäätöhinta (€/MWh)	Ylössäätöhinta (€/MWh)	Tasesähkön ostohinta (€/MWh)	Tasesähkön myyntihinta (€/MWh)	Tasesähkön volyyminmaksu (€/MWh)
30	50	30	50	0,7

Laskutus				
	Tasevastaava 1		Tasevastaava 2	
	MWh	€	MWh	€
Säätösähkön osto	0	0	11	-330
Säätösähkön myynti	2	100	0	0
Tasesähkön osto	6	-300	0	0
Tasesähkön myynti	0	0	3	150
Volyyminmaksu tasesähköstä	6	-4,2	3	-2,1
Yhteensä		-204,20 €		-182,10 €

Kuvassa 17 on esitetty yhteenvetona tasevastaavien sähkön hankinta ja toimitukset. Hankintaan kuuluu osapuolen kiinteiden kauppohen ja säätösähkömarkkinoiden ostot ja toimitukseen mitattu kulutus sekä kiinteiden kauppohen ja säätösähkömarkkinoiden myynti.



Kuva 17. Yhteenveto tasevastaavien sähkön hankinnoista ja toimituksista.

5.2. Tasehallinta Ruotsissa

Ruotsissa sähkömarkkinalain toteutuksen valvonta on jaettu kolmelle taholle: Statens Energimyndighetenille, Elsäkerhetsverketille ja Svenska Kraftnätille. Nämä kaikki ovat valtion virastoja, joiden toiminnasta on annettu laki (SvK 2005a).

Energimyndigheten on viranomainen, joka vastaa sähkön käytöstä ja kulutuksesta. Energimyndigheten toimii Ruotsin kansallisena sääntelyviranomaisena vastaten siitä, että sähkönsiirto suoritetaan tehokkaasti, syrjimättömästi ja sähkömarkkinoita tukien. Energimyndigheten vastaa myös sähkön toimitusvarmuudesta sekä kunnallisesta energianhuollosta. Elsäkerhetsverket vastaa sähköturvallisuudesta ja Svenska Kraftnät on järjestelmävastuullinen taho sähkö- ja maakaasukantaverkoille. Ruotsissa järjestelmävastuu on jätetty viranomaisille, joten Svenska Kraftnät on samalla sekä viranomainen että valtion liikelaitos (SvK 2005a, SvK 2005b).

5.2.1. Tasehallinta ja taseselvitys

Ruotsissa on käytössä tasehallinnassa oma taseensa tuotannolle, kulutukselle ja kokonaistaseen ennusteelle. Tasesähkön hinnoittelussa käytetään, samoin kuin Suomessa kaksihintajärjestelmää. Tasehallintajärjestelmien eroista on kerrottu tarkemmin kappaleessa 5.3..

Jokaisella liittymispisteellä tulee olla tasevastaava. Sähkön myyjä voi joko itse ryhtyä tasevastaavaksi tai ostaa palvelun ulkopuoliselta taholta. Tasevastaavan tulee tehdä ilmoitukset tuotantosuunnitelmista, kulutusennusteesta sekä taseeseensa kuuluvista kahdenvälisistä kaupoista ja muista kiinteistä toimituksista Svenska Kraftnätille viimeistään klo 16 (Ruotsin aikaa) ennen toimitusvuorokautta. Tasevastaava voi tehdä korjauksia kiinteisiin toimituksiinsa aina käyttötuntiin saakka. Mikäli tasevastaavan kiinteiden toimitusten osapuoliin tulee muutoksia, on niistä ilmoitettava Svenska Kraftnätille viimeistään 14 vuorokautta ennen toimituksen alkua (SvK 2005d). Ruotsissa taseselvityksessä käytetään tuntimittauksista saatua tietoa sekä alustavista aluekuormituskäyristä laskettuja arvoja. Taseselvitys perustuu aina normaali-aikaan (talviaika) kellonsiirtojen aiheuttamien epäselvyyksien välttämiseksi (SvK 2005a).

Jakeluverkonhaltija ilmoittaa tuntimittauskohteiden alustavat tiedot toimitusvuorokauden osalta seuraavan aamun aikana. Alustavat summatiedot kuluksista ja tuotannosta ilmoitetaan tasevastaavittain eriteltynä Svenska Kraftnätille ja tasevastaaville. Alustavat rajapistemittauksien tiedot lähetetään Svenska Kraftnätille ja naapurijakeluverkonhaltijoille (SvK 2005a).

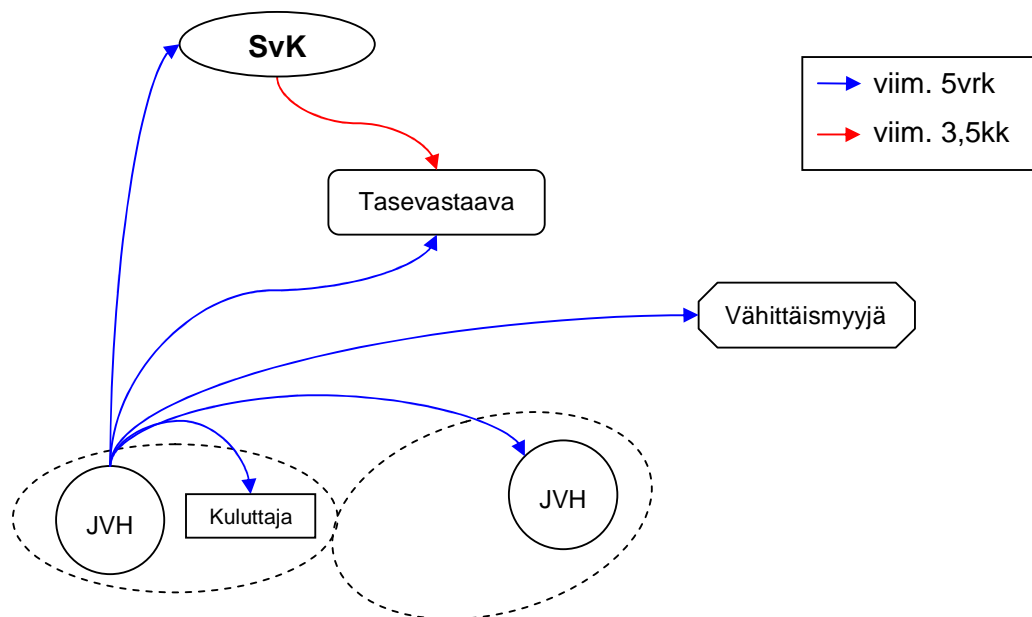
Lopulliset mittaustiedot jakeluverkonhaltija lähettää 4-5 vuorokauden kuluttua toimitushetkestä. Summatoimitustiedot lähetetään Svenska Kraftnätille sekä tasevastaaville tasevastaavittain jaoteltuina. Lisäksi jakeluverkonhaltija lähettää liittymän mittaustiedot (tuotanto ja kulutus) liittymäpisteiden omistajille, sähkön toimittajille ja tasevastaaville niiden taseeseen kuuluvien osapuolten mukaan jaoteltuna (SvK 2005a).

Tasevastaavat voivat osallistua säätösähkömarkkinoille vastaavalla tavalla kuin suomalaiset toimijat. Taseselvityksessä toteutuneet säätösähkötarjoukset käsitellään tasesähköyksikön ja tasevastaavan välisinä kiinteinä kauppoina (SvK 2005d).

Tasesähkön käyttö lasketaan noin kahden viikon mittaisissa jaksoissa. Toimitusjaksot ovat 1.-15. sekä 16.-kuun viimeinen päivä. Varsinaisen taseselvityksen laskutus tapahtuu viimeistään 12 vuorokauden kuluttua jakson päätyttyä. Svenska Kraftnät laskee alustavan taseen jakeluverkonhaltijoilta saamistaan tiedoista seuraavana päivänä ja lopullisen taseen viimeistään viiden päivän kuluttua toimitushetkestä. Mittaustietojen myöhästyessä tai niihin tullessa korjauksia voidaan taseselvityksen korjaus tehdä vielä noin kolme kuu-

kautta toimituskauden päättymisen jälkeen. Painavista syistä tasevastaava voi pyytää taseselvitykseen korjausta omaan laskuunsa. Tällöin korjaus tehdään 12 kuukauden kuluttua toimituskauden päättymisen jälkeen (SvK 2005d).

Kuvassa 18 on havainnollistettu mittaustiedon kulkua taseselvityksen aikana. Kuvassa Jakeluverkonhaltija 1 (JVH1) toimittaa mittaustiedon alueellaan olevan kuluttajan vähittäismyyjälle, myyjän tasevastaavalle sekä Svenska Kraftnätille.



Kuva 18. Mittaustiedon kulku taseselvityksen aikana Ruotsissa.

5.2.2. Mittarointi Ruotsissa

Jakeluverkonhaltijat ovat omalla alueellaan vastuussa kaikista kulutuksen mittauksista sekä raportoinnista ja ne myös omistavat kaikki mittalaitteet. Säädösten mukaan pienasiakkaiden (alle 3 x 200 A) mittarit tulee lukea vähintään kerran vuodessa. Mittarit tulee myös lukea toimittajan vaihdon, mittarin vaihdon sekä toimituksen päättämisen yhteydessä. Enintään 3 x 25 A:n kuluttajilla mittarilukema voidaan kuitenkin arvioida, mikäli edellisestä mittarinluvusta on kulunut enintään kolme kuukautta. Heinäkuusta 2009 alkaen mittarit tulee lukea kuukausittain, jolloin kulutusten arviointi kuormituskäyrillä laskusta varten tulee tarpeettomaksi. Lisäksi heinäkuusta 2006 alkaen tunti-mittauksen raja lasketaan koskemaan vähintään 3 x 63 A:n asiakkaita nykyisestä vähintään 3 x 200 A:sta (NordREG 2005, SvK 2005a).

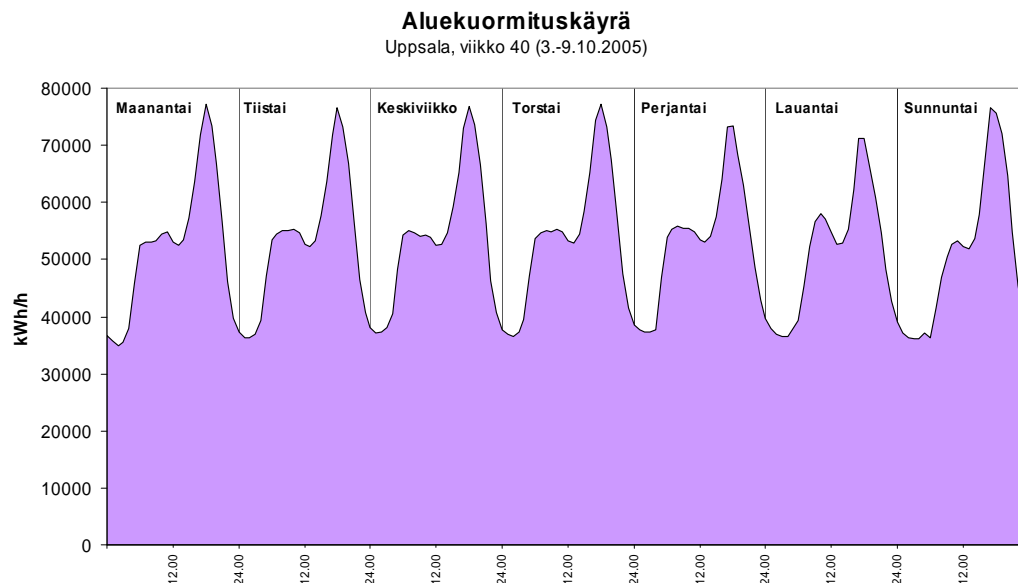
5.2.3. Kuormituskäyrien käyttö tasehallinnassa Ruotsissa

Ruotsissa kuormituskäyrillä arvioidaan kaikkien enintään 3 x 200 A:n sulakkeilla varustettujen tai enintään 135 kW:n liityntätehoisten pienjännitteeseen kytketyiden asiakkaiden kulutus. Kuormituskäyrämenettelyssä jokaisella verkkoalueella on oma kuormituskäyränsä, jota käytetään kaikille asiakkaille. Jakeluverkonhaltijan vastuulla on määritellä kuormituskäyrät ja kuormitusten jakaminen eri toimittajien kesken. Norjassa on käytössä samankaltainen malli kuormituskäyrämenettelyyn, mutta siellä verkkoalueen kuormituskäyrä jaetaan käyttöpaikkojen kulutuksien mukaan (NordREG 2005, NordREG 2006b). Ruotsin mallissa verkkoalueella tapahtuvasta kulutuksesta vähennetään ensin kaikki tuntimitattu kulutus, jolloin jäljelle jää kuormituskäyrämenettelyllä arvioitujen asiakkaiden kulutus sekä verkostohäviöt. Tämä osuus jaetaan alueella toimivien sähkönmyyjien kesken niiden kuormituskäyräasiakkaiden osuuksien mukaan. Osuudet määritellään jokaiselle kuulle etukäteen ja kuun lopullinen jako tehdään kun kaikki alueen mittarit on luettu, viimeistään 13 kuukauden kuluttua. Jakeluverkonhaltija on vastuussa osuuksien laskennasta. Aluekuormituskäyrä ei välttämättä ole sama koko jakeluverkonhaltijan alueella, vaan se voi olla myös osa jakeluverkonhaltijan verkkoa, kunhan verkkoalueiden rajapisteillä on tuntirekisteröivät mittaukset (SvK 2005a). Jakeluverkonhaltijoita Ruotsissa on tällä hetkellä 177 ja kuormituskäyräalueita 305 (SvK 2005c).

Etukäteinen jako perustuu edellisen vuoden vastaavan kuukauden osuuteen koko vuoden kuormituskäyrillä lasketusta kulutuksesta. Toimijan tulevan kuukauden arvioitu kulutus saadaan tämän osuuden ja toimijan kuormituskäyräasiakkaiden viimeisten 12 kuukauden kulutuksen tulona. Lopullinen kuormituskäyrä saadaan vähentämällä rajapistemittauksista ja tuotantolaitoksilta verkkoon syötetystä energian määrästä tuntimitattujen kuluttajien kulutus. Lopulliset kuormituskäyräosuudet lasketaan vastaavalla tavalla mittauspistekohtaisesti kun kaikki alueen mittarit on luettu. Myös Ruotsissa mittarit tulee lukea vähintään 12 kuukauden välein, joten lopulliset osuudet kyseiseltä kuukaudelta saadaan viimeistään 13 kuukauden kuluttua. Jakeluverkonhaltijat ilmoittavat toimijoiden lopulliset osuudet Svenska Kraftnätille. Tasoituslaskenta suoritetaan 14 kuukauden kuluttua toimituskuukaudesta ja sen suorittaa Svenska Kraftnät, toisin kuin Suomessa, jossa tasoituslaskennan hoitaa jakeluverkonhaltijat. Hyvitettävä energia hinnoitellaan Ruotsin alueen spot-hinnan

mukaan painottaen energioita korkean ja matalan kulutuksen aikojen mukaan kunkin alueen kulutuskäyrän mukaisesti (SvK 2005a).

Jakeluverkonhaltija ilmoittaa ennakoidut kuormituskäyräosuudet alueellaan toimiville sähkön toimittajille, tasevastaaville sähkön toimittajakohtaisesti sekä Svenska Kraftnätille tasevastaavakohtaisesti. Tasevastaaville sekä sähkön toimittajille tieto ilmoitetaan kWh:na sekä prosenttiosuutena koko alueen kuormituskäyräkulutuksesta, Svenska Kraftnätille vain kWh:na. Lopulliset tiedot ilmoitetaan vastaavasti. Samoin jakeluverkonhaltija ilmoittaa sähkön toimittajille niiden liittymispisteiden määrän sekä häviöt erillisenä kuormituskäyräosuutena. Mahdollisen kaksiaikamittauksen takia tiedot tulee lisäksi ilmoittaa erikseen ajalle maanantai-perjantai klo 6-22 (korkea kulutus) ja muut ajat (matala kulutus) (SvK 2005a). Kuvassa 19 on esitetty yhden verkkoalueen (Uppsala, verkon omistaja Vattenfall Sveanät) toteutunut kuormituskäyrä viikolla 40.



Kuva 19. Esimerkki Ruotsin aluekuormituskäyrästä (SvK 2005c).

Ruotsissa sähkömarkkinat avautuivat pienasiakkaille Norjaa ja Suomea myöhemmin, joten Ruotsissa pystyttiin vertailemaan käytössä olevia kuormituskäyrämenettelyjä ennen oman menettelytavan valintaa. Mallia perustellaan Ruotsissa yksinkertaisemmalla hallinnoinnilla sekä sen vähäisemmällä tarpeella tukipalveluille (NordREG 2005b).

5.2.4. Eroja Suomen ja Ruotsin tasehallinnassa

Ruotsin taseselvitysjärjestelmä poikkeaa Suomen vastaavasta merkittävästi. Suomessa käytössä on hierarkkinen malli, jossa taseselvitys jakaantuu jakeluverkonhaltijoille, tasevastaaville sekä tasesähköyksikölle. Ruotsissa ei ole käytössä hierarkkista mallia, vaan taseselvitykseen osallistuvat pääosin jakeluverkonhaltijat sekä tasesähköyksikkö. Tasevastaavat toimittavat Svenska Kraftnätille lähinnä ennustetiedot tasehallintaa varten. Varsinaisen taselaskennan tasevastaavien osalta suorittaa tasesähköyksikkö Svenska Kraftnät jakeluverkonhaltijoilta saamistaan mittaustiedoista ja kuormituskäyräosuuksista.

Ruotsin verkkoalueisiin perustuva kuormituskäyrämenettely poikkeaa täysin Suomen kolmen kategorian mallista. Ruotsin malli perustuu kunkin toimijan osuuteen alueen kuormituskäyräasiakkaiden kulutuksesta, joten avoimen toimituksen käsitettä ei tarvita. Samasta syystä Ruotsissa ei voi syntyä tilannetta, jossa toimitusvelvollisen myyjän myynti olisi negatiivinen. Usealla verkkoalueella toimivalle toimijalle aluekuormituskäyrät voivat olla suurikin rasite monimutkaistuneen tasehallinnan kautta. Verkkoalueelle tulevat uudet toimijat ovat ensimmäisenä toimintakuukautena tilanteessa, jossa heidän arvioitu osuutensa toimituksista on nolla. Tämä tarkoittaa sitä, että toimijan ei tarvitse ensimmäisenä kuukautena hankkia asiakkaittensa kuluttamaa sähköä, vaan hän maksaa asiakkaittensa kulutuksesta vasta tasoituslaskennassa 14 kuukauden kuluttua. Ongelma on kuitenkin vähäinen, sillä uuden toimijan volyymit ovat yleensä aluksi melko pieniä.

Mittaustietojen osalta Ruotsin tasetta voidaan muuttaa vielä kolmen kuukauden kuluttua laskutuskauden päättymisen jälkeen, poikkeustapauksissa jopa vuoden kuluttua. Kuormituskäyrämenettelyn erilaisuuden takia Ruotsin lopullinen tase valmistuu vasta 14 kuukauden kuluttua kuukauden päättymisestä, sillä tasoituslaskennan suorittaa Svenska Kraftnät. Suomessa lopullinen tase valmistuu kahden kuukauden kuluttua ja mahdolliset korjaukset tasevastaavat hoitavat keskenään tämän jälkeen taloudellisina korvauksina.

Myös kiinteiden toimitusten ilmoitusten aikarajoissa on joitain eroavaisuuksia. Ruotsissa muutoksia kiinteisiin toimituksiin voidaan tehdä aina käyttötuntiin saakka, Suomessa ilmoitukset on tehtävä viimeistään 20 minuuttia ennen käyttötuntia. Lisäksi tasevastaavan osapuoliin tulleista muutoksista on Ruot-

sisä ilmoitettava 14 vuorokautta ennen muutosta, Suomessa 10 vuorokautta.

5.3. Pohjoismaisten tasehallintamallien vertailu

Vaikka Pohjoismaihin onkin saatu luotua yhtenäinen sähkön tukkumarkkina, eroavat Pohjoismaiden tasehallintajärjestelmät sekä niihin liittyvät maksut toisistaan. Tähän voidaan löytää erilaisia syitä muun muassa historiallisista ja maantieteellisistä seikoista, eroista kantaverkkojen rakenteessa, erilaisista periaatteista minkälaisia kannustimia tasehallinnan tulisi antaa ja miten markkinoiden tulisi ideaalitapauksessa toimia (Nordel 2003a).

Suurin taloudellinen ero maiden välillä on Ruotsin ja Suomen kantaverkkoyhtiöiden lakisääteinen velvoite erottaa kantaverkon ja tasehallinnan rahoitus toisistaan. Tästä johtuen tasepalvelut ovat kalliimpia kuin Tanskassa ja Norjassa, joissa tasepalvelusta aiheutuneita kustannuksia ei kateta yksin tasepalvelumaksuilla, vaan osin myös kantaverkkomaksuista. Norjassa tasepalvelumaksut on pidetty alhaisina, jotta pienillä ja suurilla toimijoilla olisi yhtäläiset edellytykset toimia tasevastaavina. Maiden tapa määritellä, mitkä kustannukset kuuluvat tasepalvelun piiriin, poikkeavat toisistaan. Ruotsissa rahoitetaan käyttö- ja nopeiden häiriöreservien ylläpito tasemaksuilla, Suomessa osittain (10 % kustannuksista tasepalvelussa (Aho 2005)) ja muissa Pohjoismaissa nämä kustannukset sisältyvät verkkotariffeihin (Nordel 2003a).

Myös taseselvitys ja tasesähkön hinnoittelu poikkeavat toisistaan. Suomessa ja Norjassa käytetään tasepoikkeaman laskennassa toteutunutta kokonaistasetta, Ruotsissa ja Tanskassa on taas käytössä omat taseensa kulutukselle ja tuotannolle ja Ruotsissa lisäksi vielä oma taseensa kokonaistaseen ennusteelle. Norjassa tasesähkön hintana käytetään aina säätösähkön hintaa kun taas muissa maissa käytetään joko säätösähkön tai spot-markkinan hintaa, riippuen tasepoikkeaman suunnasta. Norjan hinnoittelumallissa kantaverkko-yhtiölle ei kerry voittoja tasesähkön myynnistä. Norjassa on pyritty tasehallintaa pitämään mahdollisimman yksinkertaisena ja hinnoittelu mahdollisimman alhaisena, jotta kynnys ryhtyä tasepalvelun tarjoajaksi olisi mahdollisimman pieni. Norjalaisten kokemusten mukaan yksihintajärjestelmä edesauttaa hyvin toimivia sähkömarkkinoita, mutta Norjassa on toisaalta hyvin yhtenäinen vesivoimaan perustuva tuotantorakenne. Muissa maissa sähkön tuotanto pohjautuu suurempaan määrään eri energianlähteitä, jolloin näissä maissa

katsotaan tasesähkön hinnoittelussa tarvittavan enemmän ohjaussignaaleja (Nordel 2003, NordREG 2006b).

Myös tasesähkösiköille ilmoitettujen tase-ennusteiden muutosmahdollisuudet poikkeavat maittain. Norjassa ja Tanskan länsiosissa, joissa Elbas-markkinat eivät ole toiminnassa, on itsesäätö mahdollista vain tasesähkösikön erityisluvalla. Norjassa tasevastaava voi lisätä kiinteitä kauppiaan käyttötunnille saakka, mutta ei vähentää (NordREG 2006b). Elbas-markkina-alueella kauppiaa on mahdollista solmia aina tuntia ennen käyttötuntia. Suomessa tasesuunnitelmia voidaan muuttaa aina 20 minuuttia ennen käyttötuntia, Ruotsissa suunnitelmat tulee jättää ennen käyttötunnin alkua. Suomessa voidaan kuitenkin tehdä muutoksia suunnitelmiin Fingridin luvalla vielä käyttötunnin aikana (Hagman 2005).

Taulukossa 6 on esitetty yhteenveto tasesähkön hinnoittelusta ja tasehallinnan periaatteista eri Pohjoismaissa.

Taulukko 6. Tasehallinnan toteutus pohjoismaisessa yhteiskäyttöverkossa (Nordel 2003a, NordREG 2006b).

Periaatteet	Energinet.dk	Fingrid	Statnett	Svenska Kraftnät
Hinnoittelu	kaksi hintaa	kaksi hintaa	yksi hinta	kaksi hintaa
Tasepoikkeaman laskenta	Omat taseet kulutukselle ja tuotannolle	Kokonaispoikkeama	Kokonaispoikkeama	Omat taseet kulutukselle, tuotannolle ja kokonaistase-ennusteelle
Muutokset suunnitelmiin	Itäosat: Elbas, länsiosat: luvalla	Elbas, muuttuneet tiedot 20 min ennen käyttötuntia. Käyttötunnin aikana luvalla	Vain Statnettin luvalla	Elbas, muuttuneet tiedot ennen käyttötuntia.
Mitä taseselvityksellä rahoitetaan	Taseselvitys, tietoliikenteen ja raportoinnin kehitys, säätösähkön tilaamisen hallinnointi, mittauksen ja aikataulujen käsittely	Tasehallinta, taseselvitys, tasehallintaan käytetyt nopeat reservit	Taseselvitys, kehitystyö, osittain hinnoittelujärjestelmä, osittain EDIEL-palvelut	Tasehallinta, taseselvitys, pyörivät, nopeat sekä huipputehoreservit, primäärisäätö

5.4. Tasehallinta EU:n alueella

EU:ssa on vallalla kaksi pääasiallista mallia hoitaa sähkökauppaa tukkutasolla, jotka vaikuttavat myös tasehallinnan toteutukseen. Yleisempänä on Pohjoismaissakin käytössä oleva malli, jossa markkinaosapuolet hankkivat sähköenergiansa joko kahdenvälisillä sopimuksilla tai sähköpörssistä. Mikäli osapuolen sähkönhankinta ei vastaa kulutusta, joutuu se maksamaan aiheut-

tamastaan epätasapainosta kantaverkkoyhtiölle. Kantaverkkoyhtiö puolestaan hankkii energian tähän tarkoitetuilta markkinoilta. Taseen tasapainottamiseen käytetyn sähkön hinta määrittyy kantaverkkoyhtiön siitä maksaman hinnan perusteella. Hinnoittelussa käytetään joko yksi- tai kaksihintajärjestelmää (EU kom 2005a).

Toinen lähestymistapa sähkökauppaan on hoitaa kaikki kauppa pakollisen pörssin kautta. Tämä tarkoittaa, että toimijoiden on ostettava kaikki energiansa tällä tavoin, myös taseen tasapainottamiseen tarvittava energia. Tällöin tasehallinnan kustannukset tulevat kaikkien osapuolien jaettaviksi. Riippuen siitä miten pörssi on toteutettu, voi tämä edesauttaa uusien tuottajien tuloa markkinoille. Toisaalta, tämä voi nostaa kokonaiskustannuksia, sillä markkinaosapuolilla on vähemmän kannustimia tasepoikkeaman minimoimiseen. Tämän kaltainen pörssi on käytössä lähinnä Espanjassa (EU kom 2005a).

Yleisesti ottaen markkinoiden avaaminen Euroopan Unionin alueella on kuitenkin vasta alkuvaiheessa, joten tasehallinta- ja muita markkinamalleja vasta mietitään. On hyvin mahdollista, että monessa maassa otetaan mallia hyvin toimivasta pohjoismaisesta sähkömarkkinasta omia markkinoita kehitettäessä.

6. YHTEISPOHJOISMAISET VÄHITTÄISMARKKINAT JA TASEHALLINTA

Pohjoismaisten energiaministereiden tavoitteena on ollut jo pitkään kehittää Pohjoismaiden sähkömarkkinoita yhä tiiviimmäksi kokonaisuudeksi. Akureyrissä Islannissa vuonna 2004 antamassaan julistuksessa ministerit pyysivät pohjoismaisia kantaverkkoyhtiöitä tutkimaan toimintatapojen ja organisatiorakenteiden yhdentämisen mahdollisuuksia. Jatkona Akureyrin julistukselle ministerit tapasivat Grönlannissa syksyllä 2005 ja pyysivät pohjoismaisia kantaverkkoyhtiöitä ja viranomaistahoja valmistelemaan esityksensä markkinoiden yhdentämiseksi maaliskuun 2006 alkuun mennessä. Vaikka tukkutason sähkönhankinta onkin saatu tehokkaasti pohjoismaisen kilpailun piiriin, ovat vähittäismarkkinat pysyneet edelleen pitkälti kansallisina. Tähän on syynä maiden erilaiset toimintatapojen ja teknisten ratkaisuiden yksityiskohtien erilaiset toteutukset. Yhtenä tärkeänä esteenä yhteispohjoismaisille sähkömarkkinoille on yhtenäisen tasehallintajärjestelmän puute (NordREG 2005a, NordREG 2006a).

6.1. Aiempia selvityksiä

Nordel ja NordREG ovat teettäneet selvityksiä, joissa on pyritty selvittämään tasehallinnan harmonisoinnin mahdollisuuksia pohjoismaisella tasolla (mm. Hagman 2005, Nordel 2002c, Nordel 2003a, Nordel 2003b, Nordel 2006, NordREG 2006b). Tutkimuksissa on pääosin tutkittu nykyisten järjestelmien eroavaisuuksia ja pyritty kartoittamaan eri järjestelmien heikkouksia ja vahvuuksia ja osassa on ehdotettu uusia taseselvitysmalleja lähtökohdaksi pohjoismaiselle tasehallinnalle. Yhteisenä tekijänä tutkimuksissa on kuitenkin ollut parhaan mallin löytämisen vaikeus. Jokaisessa maassa pidetään omaa tasehallintamallia edullisimpana eikä alan toimijat ole erityisen innostuneita muuttamaan toimintatapojaan ja tietojärjestelmiään. Alla on kuvattu tärkeimpien tutkimusten ja selvitysten tuloksia.

NordREG:n tasehallintaa käsittelevässä uusimmassa raportissa (NordREG 2006b) on pyritty kartoittamaan eri osa-alueet, joilla tasehallintamallit eri Pohjoismaissa eroavat ja ehdotuksia ongelmien ratkaisemisen aikatauluttamiseksi. Yhdeksi ongelmaksi tunnistettiin tasehallinnan ja taseselvityksen määritelmien ja tarkoitusten eroavaisuudet eri maissa. Asian ratkaiseminen nähtiin perusedellytykseksi jatkotyötä ajatellen ja se tulisi ratkaista mahdollisimman pian.

Vuonna 2003 valmistuneessa Nordelin laatimassa selvityksessä (Nordel 2003a) pyrittiin löytämään yhteinen tasehallintamalli pohjoismaisten sähkömarkkinoiden tarpeisiin. Selvityksessä ei kuitenkaan päästy yhteisymmärrykseen yhdestä parhaasta mallista, vaan nähtiin paremmaksi ehdottaa kahta kompromissiratkaisua yhteisen mallin pohjaksi.

Toinen malleista sisältäisi kolme tasetta, joista kulutuksen taseelle käytettäisiin yhtä hintaa ja tuotannon ja kokonaistaseen osalta käytettäisiin kaksihintajärjestelmää. Malli toisi etua pienille tasevastaaville sekä kannustaisi kulutuksen hallintaan. Tämä olisi edullista etenkin Ruotsissa, jossa on jo nyt ollut tehopulaa huippukuorman aikaan. Malli vaatisi erityisesti Norjassa ja Suomessa uusia toimintatapoja mm. sitovampien tuotanto- ja kulutussuunnitelmien ilmoittamiseen. Mallissa puhtaan kaksihintajärjestelmän tuomat tuotot tasesähkön myynnistä vähenisivät, jolloin tasepalveluiden hintoja jouduttaisiin todennäköisesti nostamaan Ruotsissa, Suomessa ja Tanskassa.

Toisessa mallissa käytettäisiin yhtä hintaa ja suurta energiamaksua kokonaistasepoikkeamalle. Malli tuottaisi vastaavanlaisen kannustimen tasepoik-

keaman minimoimiseen kuin kaksihintajärjestelmä, mutta kustannukset olisivat ennakoitavammat. Norjan yhden hinnan mallissa ei ole tarvetta erotella tase- ja säätösähköä toisistaan, joten esitetty malli muuttaisi norjalaisten toimijoiden käytäntötapoja huomattavasti. Suuri maksu aiheuttaisi pienille toimijoille suhteessa paljon suuremman rasitteen, sillä nämä eivät saa niin paljon etua alaisuudessaan olevien osapuolten tasepoikkeamien summauksesta kuin suuret toimijat.

Tämän lisäksi todettiin, että mikäli yhteistä mallia ei pystyittäisi toteuttamaan kaikissa maissa, olisi kuitenkin parempi toteuttaa malli edes kahdessa tai kolmessa maassa. Näin saataisiin edes osa harmonisoinnin tuomista hyödyistä ja ulkopuolelle jäävät maat voisivat muuttaa tasehallintaansa myöhemmässä vaiheessa. Selvityksessä todettiin myös, että tasepalvelun hinnoittelua on vaikea yhdenmukaistaa erilaisista kustannuspohjista johtuen, joten pääpaino harmonisoinnissa tulisi asettaa juuri tasehallintamallin yhdenmukaistamiseen.

Fingrid on pyytänyt Nordelin raporttiin perustuen Energiamarkkinavirastolta näkemyksiä tasepalvelun harmonisoinnin jatkamiseksi ja suuntaamiseksi Pohjoismaissa. Energiamarkkinavirasto näki antamassaan lausunnossa (EMV 2003), että Nordelin esittämistä tasepalvelumalleista yksihintamalli vastaisi paremmin sähkömarkkina-alueissa tasevastuulle ja taseselvitykselle asetettuja tavoitteita (mm. vähäinen tasesähkökauppa, yksinkertaisuus). Mallin ongelmaksi nähtiin sen maksuperusteiden määrittäminen, mikäli tasesähköä ei voida erottaa muista tuotantoreserveista, kuten Norjassa tällä hetkellä. Muutenkin nähtiin, että aiheutumisperiaatteen mukaisesti oikea ratkaisu olisi sisällyttää säätösähkön ostosta tapahtuvat kustannukset tasepalvelun kustannusrakenteeseen. Käyttö- ja häiriöreservien kustannukset tulisi ensisijaisesti sisällyttää verkkotariffiin niiden koko järjestelmää tukevan luonteen takia. Lausunnossa ei kuitenkaan otettu kantaa olisiko ehdotettu malli parempi kuin nykyinen. Yhtä mieltä raportin kanssa oltiin kuitenkin siitä, että sähkömarkkinoiden toiminnan ja tehokkuuden kannalta olisi hyvä saattaa yhteinen tasepalvelujärjestelmä käyttöön edes osissa Pohjoismaita. Lausunnossa toivottiin myös, että käytössä olevien järjestelmien toimivuutta tutkittaisiin vielä tarkemmin ennen uuden mallin käyttöönottoa.

Nordel on jatkanut edellisen esityksen (Nordel 2003a) kahden ehdotetun mallin kehittämistä edelleen. Työn alla (Nordel 2006) on kaksi mallia, joissa toi-

sessä käytettäisiin kahta tasetta (kulutus ja tuotanto) ja toisessa yhtä tasetta (kokonaistase) ja lisämaksua tuotantosuunnitelman poikkeamiin. Kahden taseen mallissa käytettäisiin yhtä hintaa kulutuksen taseeseen ja kahta hintaa tuotannon taseeseen. Kulutustaseessa otettaisiin lisäksi huomioon kiinteät kaupat. Yhden taseen mallissa käytettäisiin kahta hintaa toteutuneeseen kokonaistasepoikkeamaan ja lisäksi maksua tuotantoennusteista poikkeamisesta. Maksu suoritettaisiin samansuuruisena riippumatta poikkeaman suunnasta ja sen suuruudeksi on kaavailtu tiettyä osuutta spot-markkinahinnasta. NordREG:n toteutti syksyn 2005 aikana haastatteluja (NordREG 2006b), jossa kuultiin alan toimijoita Norjassa, Ruotsissa, Suomessa ja Tanskassa tasehallinnan ongelmakohtien tunnistamiseksi. Suomessa haastateltiin yhteensä kahdeksaa toimijaa, joista suurin osa toimi myös tasevastaavana.

Suomessa suoritetuissa haastatteluissa kävi ilmi, että suurin osa toimijoista oli melko tyytyväisiä nykyiseen suomalaiseen tasehallintajärjestelmään. Toimijoiden mielestä pelkän kokonaistaseen käyttö yksinkertaistaa järjestelmää ja kaksihintajärjestelmä antaa riittävän kannustimen tasepoikkeaman minimoimiseen. Ruotsin kolmen taseen malli nähtiin tarpeettomana monimutkaisamisena ja yksihintajärjestelmän katsottiin mahdollistavan sähkön hankinnan siirtymisen enenevissä määrin tasesähkökauppaan.

Suomalaiset toimijat näkivät Ruotsin kuormituskäyrämenettelyn monimutkaiseksi ja osittain jopa esteeksi Ruotsin markkinoilla oloon. Suomen kolmen kategorian mallin nähtiin tuottavan tarkempia tuloksia yksinkertaisemmalla toteutuksella. Malli nähtiin kuitenkin ongelmalliseksi, mikäli suuri osa verkkoalueen asiakkaista hankkisi sähkönsä muulta kuin toimitusvelvolliselta myyjältä. Tällöin toimitusvelvollisen myyjän myynti voisi laskea virheellisesti hyvin alhaiseksi ja ääritapauksessa jopa negatiiviseksi. Yleinen mielipide oli kuitenkin, ettei kuormituskäyrämenettelyyn tulisi enää panostaa laajemmin, sillä automaattisen mittarinluennan johdosta ongelma on poistumassa lähivuosina.

Suurin kritiikki nykyisessä järjestelmässä kohdistui tiedonvaihtoon eri toimijoiden välillä, erityisesti jakeluverkonhaltijan lähettämiin tietoihin. Vaikka Energiateollisuus ry on laatinut suosituksia tiedonvaihdosta eri tilanteissa, ei lainsäädännössä määrätä niiden käytöstä, jolloin toimijoiden ei näin ollen tarvitse noudattaa sovittuja sääntöjä. Myös rekisteröiviä mittareita koskevan lainsäädännön puute nähtiin ongelmalliseksi, sillä monet jakeluverkonhaltijat

asentavat jo nyt uusia rekisteröiviä mittareita. Ohjeistuksen puuttuessa saatavat toimijat valita mittarin, joka kykenee vain kuukausittaisen lukeman tallentamiseen ja lähettämiseen. Tulevaisuudessa tuntitasoisen tiedon tarve lisääntyy, jolloin nyt asennetut vääränlaiset mittarit hidastaisivat kehitystä jakeluverkonhaltijoiden halutessa riittävän takaisinmaksuajan mittari-investoinneilleen.

6.2. Perusteluita nykyisille hinnoittelu- ja tasehallintamalleille

6.2.1. Tasesähkön hinnoittelumallit

Yhteisenä tekijänä eri maiden hinnoittelumalleille (yksi- tai kaksihintamalli) on se, että molemmissa malleissa toimija, jonka tarjous hyväksytään tasesähkömarkkinoilta, saa vähintään pyytämänsä hinnan myymästään sähköstä. Toimijat, joiden tarjouksia ei hyväksytä säätösähkömarkkinoilta voivat puolestaan olla varmoja, ettei heidän tasesähköstä maksamansa hinta ole koskaan suurempi kuin heidän tasesähkömarkkinoille jättämänsä tarjous. Lisäksi molemmissa malleissa toimijat, jotka kasvattavat valtakunnallista tasepoikkeamaa, joutuvat maksamaan yhtä suuren maksun (säätösähkön hinnan) aiheuttamastaan poikkeamasta (Nordel 2003a).

Norjassa, jossa eri tuottajien tuotantomuodon vaihtelevat vain vähän, on tasepoikkeamien hinnoittelussa päädytty käyttämään vain säätösähkömarkkinoilta saatavaa hintaa riippumatta epätasapainon suunnasta. Yhden hinnan käyttöä perustellaan yksinkertaisemmalla taseselvityksellä, sillä yhden hinnan tapauksessa säätösähköä ja tasesähköä ei tarvitse erotella toisistaan. Lisäksi yhden hinnan käyttö ei anna suurille tasevastaaville etua prosentuaalisesti pienemmästä tasepoikkeamasta, jolloin myös pienet tasevastaavat pystyvät tarjoamaan palveluitaan tasapuolisin ehdoin. Norjassa kaikki sähkönmyyjät ovatkin itse tasevastaavia (Nordel 2003a). Norjalaiset tasevastaavat ja osa ruotsalaisista toimijoista ovat vankkoja yhden hinnan kannattajia (NordREG 2006b).

Yhtä hintaa käytettäessä toimijat voivat saada myytyä tai hankittua sähköä tasesähkönä edullisemmin kuin spot-markkinoilta. Tämä antaa periaatteessa mahdollisuuden ryhtyä keinottelemaan tasesähkön käytöllä joko suunnittelemalla tase epätasapainoon tai säätämällä omaa tuotantoa käyttötunnin aikana. Tällaisesta toiminnasta Norjassa ei kuitenkaan ole saatu näyttöä (Nordel 2003a).

Kaksihintajärjestelmässä toimijoilla ei ole kannustimia poiketa taseestaan, sillä valtakunnallista tasepoikkeamaa kasvattavista poikkeamista veloitetaan säätösähkön hinta ja järjestelmää tasapainottavista poikkeamista veloitetaan spot-hinta. Toimijoilla on myös enemmän kannustimia tasapainottaa taseensa lähellä käyttötuntia joko kaupoilla tai omaa tuotantoa säätämällä. Tässä on kuitenkin vaarana se, että toimijat pidättävät tuotantoa itsellään tarjoamatta niitä säätösähkömarkkinoille. Myös taseselvitys nähdään usein monimutkaisempana juuri säätösähkön ja tasesähkön erottamisesta johtuen (Nordel 2003a).

6.2.2. Tasehallintamallit

Suurimpana periaatteellisena erona yhden tai useamman taseen käytössä voidaan pitää ennustetun tiedon sitovuutta. Suomessa ja Norjassa tasevastaavat ilmoittavat tasesähköyksikölle tuotantosuunnitelmat ja kiinteät kaupat. Toimijaa ei kuitenkaan rangaista mikäli hän poikkeaa ilmoitetusta tuotantosuunnitelmastaan olettaen, että toimija pystyy tasapainottamaan lopullisen taseensa muilla tavoin.

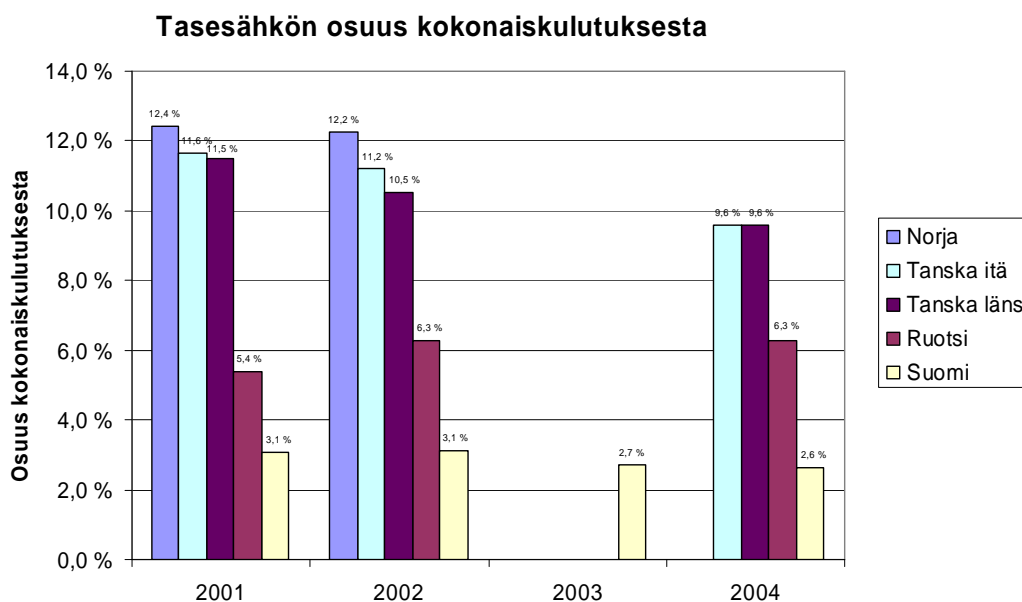
Norjassa ja Suomessa käytössä oleva yhden taseen mallin on katsottu olevan yksinkertainen, mutta silti antavan riittävän kannusteen tasevastaaville pitää tasepoikkeama maltillisena. Lisäksi kulutusennusteiden puuttumisen ei ole katsottu aiheuttavan ongelmia ainakaan Suomessa, sillä tasesähköyksikkö saa tiedot tuotantosuunnitelmista sekä kiinteistä kaupoista ja arvioi kulutuksen näiden tietojen sekä viimeisimpien kulutustietojen perusteella (Aho 2005).

Ruotsi ja Tanska päätyivät useamman taseen käyttöön, jotta tasevastaavilla ei olisi kannustimia itsesäättöön käyttötunnin aikana, vaan ne tarjoaisivat kaiken säätökapasiteetin säätösähkömarkkinoille. Samalla vastakkaisiin suuntiin tapahtuvan säädön mahdollisuus katsottiin pienenenevän. Lisäksi tasevastaavat, joilla on käytettävissään omaa tuotantoa, eivät enää ole etuoikeutetussa asemassa käyttötunnin aikaisten kuormanvaihteluiden kompensoinnissa. Tämä on oleellista etenkin Ruotsissa, jossa on käytössä paljon helposti säädettävää vesivoimatuotantoa. Tasevastaavat joutuvat myös kehittämään tuotannon ja kulutuksen ennustemenetelmiään tarkemmiksi tasepoikkeaman pienentämiseksi (Nordel 2003a). Ruotsissa ennustetun kokonaistasepoikkeaman on katsottu antavan lisäkannusteen taseen suunnittelemiseksi mah-

dollisimman tarkasti nollaksi. Tanskassa on nähty riittäväksi todeta, että tase tulee suunnitella tasapainoon. Suomalaiset tasevastaavat näkevät yleisesti kolmen taseen mallin asian tarpeettomana monimutkaistamisena (NordREG 2006b).

6.2.3. Tasesähkön käyttö eri maissa

Kuvassa 20 on esitetty tasesähkön osuus kokonaiskulutuksesta Pohjoismaissa vuosina 2001–2004. Tasesähkön määrässä on otettu huomioon tasesähköyksikön myymä sekä ostama tasesähkö. Kuvassa tulee ottaa huomioon, että vuoden 2001 ja 2002 luvuissa on mukana myös tasesähköyksiköiden väliset kaupat. Lisäksi vuoden 2002 syyskuussa otettiin käyttöön yhteinen säätösähkömarkkina, jolloin osa vuoden 2002 tasesähköstä on järjestelmän ylläpitoon tarkoitettua säätösähköä. Tanskan osalta vuoden 2004 tiedot sisältävät vain molempien alueiden yhteisen tasesähkön käytön, jolloin molempien alueiden tasesähkön käyttö on yhtäläinen.



Kuva 20. Tasesähkön osuus kokonaiskulutuksesta Pohjoismaissa (Elkraft 2006, Eltra 2002, Eltra 2003, Lintunen 2006, Nordel 2002a, Nordel 2003a, Nordel 2003b, Nordel 2004b).

Kuvasta voidaan havaita, että Norjassa ja Tanskassa tasesähkön kulutus on suurinta ja Suomessa pienintä. Norjan korkeat lukemat selittynevät osin päivän sisäisen säätömahdollisuuden puutteella, jolloin yllättäviin muutoksiin kulutuksessa ei voida tehokkaasti vastata tuotannon muutoksilla. Norjassa kaikki sähkönmyyjät toimivat tasevastaavina, jolloin toimijoiden erisuuntaiset

tasepoikkeamat eivät summaudu vastaavalla tavalla kuin Suomessa. Lisäksi kaikilla pienillä tasevastaavilla ei välttämättä ole yhtä hyviä lähtökohtia tasapainottaa tasettaan kuin suuremmilla toimijoilla voisi olla. Tanskan korkeamat lukemat selittynevät osin vain Elbas-kauppaan rajoittuvalla säätömahdollisuudella ja runsaan tuulivoimakapasiteetin ennusteongelmilla. Suomen pienet luvut johtunevat suurimmalta osin tasevastaavien pienestä määrästä, jolloin pienempien toimijoiden tasepoikkeamat netottuvat pienemmäksi kokonaispoikkeamaksi. Myös joustavat tasesuunnitelmamuutokset sekä käyttötunninaikaisen säädön mahdollisuus pienentävät tasesähkön määrää.

Ruotsin Suomea korkeammat luvut voivat osaltaan johtua tasevastaavien taseiden muuttamisesta vielä tasoituslaskennassa. Suomessa tasoituslaskenta tapahtuu jakeluverkonhaltijoiden ja myyjien välillä eikä näin ollen vaikuta enää lopulliseen taseeseen. Lähdetiedoista ei käynyt ilmi, otetaanko Ruotsin ja Tanskan tasesähkön käytössä huomioon osapuolen kokonaistasepoikkeama vai kulutus- ja tuotantotaseen poikkeamat erikseen. Jälkimmäisessä tilanteessa tasevastaavan eri taseissa olevat erisuuntaiset poikkeamat eivät kumoutuisi, vaan tasesähköyksikön ostama ja myymä tasesähkön määrä näyttäisi olevan korkeampi. Tällöin vertailu Norjan ja Suomen lukuihin johtaisi Ruotsin ja Tanskan osalta epäedullisiin johtopäätöksiin.

Lukuja vertaillessa tulee ottaa myös huomioon taseselvityksen valmistumisen aikataulu. Tasevastaavat saavat arvokasta tietoa taseselvityksestä tasehallintansa onnistumisesta ja voivat muuttaa toimintaansa tarpeen vaatiessa. Oleellista taseselvitystiedon lähetyksessä valmistumisajankohdan lisäksi on sen oikeellisuus. Tasehallinnan ongelmakohtia kartoittavan selvityksen mukaan (NordREG 2006b) eräiden norjalaisten, myös Ruotsissa tasevastaavina toimivien tasevastaavien tasepoikkeama olisi pienempi Ruotsissa juuri nopeamman palautteen ansiosta. Norjassa tasevastaavat saavat tiedot tasesähkön käytöstään laskutuksessa viikoittain ja korjaukset tietoihin on tehtävä kolmen päivän kuluessa. Ruotsissa tiedot saadaan päivittäin ja korjauksia niihin voidaan tehdä noin kolme kuukautta, tarvittaessa myös myöhemmin. Suomessa tasevastaavat saavat alustavat tiedot kolmen arkipäivän kuluessa ja koko kuukauden lopulliset tiedot viimeistään kahden kuukauden kuluttua.

6.2.4. Esimerkki Suomen ja Ruotsin mallien eroista

Tällä esimerkillä pyritään selvittämään Suomen ja Ruotsin tasehallinnan eroavaisuuksista johtuvia tasesähkökaupan eroja. Esimerkin luvut eivät kuvaa mitään tiettyä tilannetta eikä niiden perusteella voi tehdä päätelmiä mallien edullisuudesta.

Taulukossa 7 nähdään tasevastaavan tietyn tunnin suunniteltu ja toteutunut sähkön hankinta ja kulutus ja kiinteät kaupat sekä kyseisen tunnin tasesähkön osto- ja myyntihinnat. Kyseinen tunti on määräytynyt ylössäätötunniksi.

Taulukko 7. Tasevastaavan ennustetut ja toteutuneet tasetiedot sekä tasesähkön hinnat esimerkin tilanteessa.

	Ennuste	Toteutunut
Tuotanto (+ MWh)	+105	+95
Kulutus (- MWh)	-150	-155
Kaupat (+/- MWh)	+50	+50

Tunnin hintatiedot (ylössäätötunti)

Ylössäätöhinta: 50 €/MWh

Alassäätöhinta/spot: 30 €/MWh

Mikäli kyseinen tasevastaava toimisi Suomessa, tapahtuisi taseselvitys taulukon 8 mukaisesti. Tasevastaava lähettää ennen toimitustuntia tiedot taseensa kuuluvista tuotantosuunnitelmista sekä kiinteistä kaupoista, kulutus-tietoa ei tarvitse lähettää. Tasesähkön käyttö lasketaan yksinkertaisesti vähentämällä toteutuneesta tuotannosta ja muusta hankinnasta kulutus ja myynnit. Tässä tapauksessa tasevastaavan tasepoikkeama on 10 MWh, josta tämä joutuu maksamaan 500 € tasesähköyksikölle.

Taulukko 8. Taseselvitys yhden taseen mallissa (Suomen malli).

	Ennuste	Toteutunut
Tuotanto (+ MWh)	+105	+95
Kulutus (- MWh)		-155
Kaupat (+/- MWh)	+50	+50

Tasepoikkeama: -10

Laskutus

Tasevastaava ostaa 10 MWh tasesähköä

= -10 MWh * 50 €/MWh = -500 €

Ruotsissa toimivan tasevastaavan tapauksessa taseselvitys tapahtuu taulukon 9 mukaisesti. Tasevastaava joutuu toimittamaan kauppa- ja tuotantosuunnitelmien lisäksi kulutusennusteen kyseiselle tunnille. Koska tasevastaava on suunnitellut taseensa ylijäämäiseksi 5 MWh ja kyseessä on ylös-

säätötunti, hyvitetään tälle 150 €. Tuotanto on puolestaan 10 MWh pienempi ja kulutus 5 MWh suurempi kuin ennusteessa, joten tasevastaava joutuu maksamaan näistä poikkeamista 500 € ja 250 €, vastäavasti. Tasevastaava joutuu kokonaisuudessaan maksamaan 600 € tasesähköyksikölle.

Taulukko 9. Taseselvitys kolmen taseen mallissa (Ruotsin malli).

	Ennuste	Toteutunut	Poikkeama
Tuotanto (+ MWh)	+105	+95	-10
Kulutus (- MWh)	-150	-155	-5
Kaupat (+/- MWh)	+50	+50	
Tase-ennustepoikkeama:	+5		

Laskutus:

Tasevastaava myy tase-ennustepoikkeaman 5 MWh
 $= 5 \text{ MWh} \cdot 30 \text{ €/MWh} = +150 \text{ €}$

Tasevastaava maksaa tuotantoennusteen poikkeamasta
 $= -10 \text{ MWh} \cdot 50 \text{ €/MWh} = -500 \text{ €}$

Tasevastaava maksaa kulutusennusteen poikkeamasta
 $= -5 \text{ MWh} \cdot 50 \text{ €/MWh} = -250 \text{ €}$

Suoritteet yhteensä
 $= +150 \text{ €} - 500 \text{ €} - 250 \text{ €} = -600 \text{ €}$

Vaikka yhteenlaskettu tasepoikkeama on kummassakin tilanteessa sama (10 MWh), ei taloudellinen lopputulos kuitenkaan ole yhteneväinen. Mikäli laskennassa käytettäisiin vain yhtä hintaa, olisi myös taloudellinen lopputulos sama.

6.3. Ehdotus yhteispohjoismaisen tasehallinnan toteuttamiseksi

Tasehallinnan tärkeimpänä tehtävänä voidaan pitää koko sähkövoimajärjestelmän tasepoikkeaman minimointia. Tämä tulisi toteuttaa kilpailua edistävällä tavalla siten, että myös pienillä toimijoilla olisi mahdollisuus tarjota tasehallintapalveluja yhtäläisin ehdoin suurten toimijoiden kanssa. Käytännössä tämä tarkoittaa riittävän yksinkertaista mallia, joka ei aseta liian suuria vaateita pienten toimijoiden markkinoille pääsyyn ja siellä oloon, ja että malli antaa riittävän taloudellisen kannusteen tasepoikkeaman minimoimiseksi. Samalla niille tasevastaaville, joiden taseeseen ei kuulu tuotantoa, tulisi antaa yhtäläiset mahdollisuudet tasepoikkeaman pitämiseksi mahdollisimman pienenä.

Mahdollisimman yksinkertainen ja pienille toimijoille suotuinen malli saadaan aikaan yhdellä taseella ja yhden hinnan käytöllä, kuten tällä hetkellä Norjas-

sa. Norjan mallissa kannusteet tasepoikkeaman minimoimiseksi eivät välttämättä ole riittävän suuria ja voidaan myös kyseenalaistaa onko pienimpien toimijoiden tehokasta olla tasevastaavina. Lisäksi mallissa tasesähköyksikölle ei jää toiminnasta tuottoja, joten tasesähköyksikön toiminta olisi rahoitettava esimerkiksi kantaverkkotariffista tai korkeilla tasehallinnan kiinteillä maksuilla.

Tasesähkön käytön minimointiin voidaan antaa enemmän kannusteita käyttämällä tasepoikkeaman hinnoitteluun kahta hintaa tai muuttamalla taseennustetiedot sitoviksi useamman taseen käytöllä. Kahta hintaa käyttämällä estetään mahdollisuus siihen, että tasesähkö olisi spot-markkinoilta saatua sähköä edullisempaa. Ennustettujen tasetietojen (kulutus ja tuotanto) muuttaminen sitoviksi pakottaa tasevastaavat suunnittelemaan toimintaansa tarkemmin ennen käyttötuntia ja myös pysymään suunnitelmissaan. Tämä puolestaan vähentää toimijoiden mahdollisuutta reagoida äkillisiin tilanteisiin. Molemmissa tapauksissa toiminnan riskit kasvavat, jolloin pienimpien toimijoiden mahdollisuudet toimia tasevastaavana heikkenevät. Toisaalta tuotantotaseen käyttö vähentää tasevastaavien, joiden taseeseen kuuluu säädettävää tuotantoa, etua vain kulutusta taseessaan omaaviin tasevastaaviin nähden. Tällöin toimijat tarjoavat säädettävän kapasiteettinsa todennäköisemmin säätösähkömarkkinoille, jolloin säätösähkömarkkinoiden likviditeetti paranee. Edellä mainitut seikat huomioon ottaen malli, jossa käytettäisiin yhtä tasetta (kokonaistase) ja kahta hintaa sekä erillistä tasetta tuotannolle pienellä liikkumavaralla, voisi olla hyvä kompromissi tasapuolisuuden, helppouden ja tasepoikkeaman minimoimisen välillä. Tuotannon tasepoikkeamat voitaisiin hinnoitella joko spot-hinnan mukaan tai korotetulla volyyymimaksulla.

Kokonaistaseen käyttö yhdessä suomalaisen nykykäytännön mukaisen tasetietojen muutosmahdollisuuksien kanssa mahdollistaisi tasevastaavien joustavat toimet tasepoikkeaman minimoimiseksi. Tuotantotase puolestaan tarjoaisi eri toimijoiden mahdollisuuksia toimia tasevastaavina.

Tuotantotaseen ottaminen mukaan kokonaistaseen rinnalle aiheuttaa tilanteen, jossa tasepoikkeamasta saatetaan laskuttaa kahdesti. Tämän vuoksi tuotantotaseen poikkeamaan olisi hyvä saada alue, jonka sisällä tuotanto voisi muuttua ilman lisämaksua. Kuollut alue voisi olla suuruudeltaan vähintään tietty minimienergia, jonka jälkeen alue voisi määräytyä prosenttiosuutena tuotantotaseen koosta. Tämä helpottaisi sähkön ja lämmön yhteistuotta-

jia sekä tuulivoimatuottajia, joiden sähköntuotanto voi muuttua sääolojen mukaan hyvinkin arvaamatta, pitämään rahallinen tasepoikkeama pienenä. Kuollut alue voitaisiin pitää myös vain minimienergian suuruisena, jolloin suurimman hyödyn saisivat pienet tuottajat. Malli jättäisi kuitenkin isoimmille toimijoille kannustimen ennustaa tuotantonsa mahdollisimman tarkasti.

Kuolleen alueen optimaalinen koko on selvitettävä tarkasti, jotta tuotantotaseen lisäämisestä saavutettaisiin riittävät hyödyt. Norjalaiset ja ruotsalaiset vesivoimatuottajat ovat tärkeässä roolissa pohjoismaisilla säätösähkömarkkinoilla. Liian suuri liikkumavara mahdollistaisi tuotannon säätämisen vapaasti omiin tarkoituksiin, jolloin etenkin Norjan vesivoimatuottajat pystyisivät tasapainottamaan tasettaan tuotantoa säätämällä nykyistä paremmin. Näiden toimijoiden varatessa säädettävää kapasiteettiaan oman taseen tasapainottamiseen säätösähkömarkkinoiden sijaan, saattaisi markkinoiden likviditeetti laskea ja tasesähkön hinnat muuttua arvaamattomimmiksi. Liian suuri liikkumavara vain lisäisi tasevastaavien työtä verrattuna tilanteeseen, jossa käytettäisiin kokonaistasetta eikä toisi tuotantotaseen lisäämisestä saatavia hyötyjä täysmittaisina. Liian pieni tase taas poistaisi tasevastaavan mahdollisuuden joustavasti tasapainottaa taseensa omilla toimenpiteillä ilman lisämaksua. Kokonaisuuden kannalta parempana voidaan kuitenkin pitää mieluummin liian pientä kuin liian suurta tuotantotaseen liikkumavaraa.

Muutokset tasetietoihin tulisi olla mahdollisia niin pitkään kuin mahdollista, mieluiten aina käyttötunnille saakka. Myös kantaverkkoyhtiön luvalla tapahtuva käyttötunnin aikainen itsesäätö olisi tasevastaaville edullista jättää osaksi järjestelmää. Kantaverkkoyhtiö voisi kieltää haitallisiksi katsomansa säädöt, jolloin tilanne maissa, joissa tunninsisäinen säätö ei ole sallittua tällä hetkellä, ei suuresti muuttuisi nykyisestä.

6.3.1. Pohjoismainen tase ja siirtorajoitukset

Kaikki maiden rajojen yli tapahtuvat sähkönsiirrot on tapahduttava Nord Poolin kautta joko Elspot- tai Elbas-markkinoilla. Mikäli tasevastaavalla olisi sähkön tuotantoa esimerkiksi Ruotsissa ja kulutusta Suomessa, joutuisi se myymään tuotantoa vastaavan määrän pörssiin Ruotsissa ja ostamaan kulutusta vastaavan määrän pörssistä Suomessa. Tilanne, jossa tasevastaavalla olisi taseessaan yhdessä maassa vain tuotantoa ja toisessa vain kulutusta ilman myyntiä tai ostoja, ei siis ole mahdollinen.

Tasesähkön käsittely voisi muuttua mallissa ongelmalliseksi, mikäli maiden välillä esiintyy pullonkaulatilanteita ja säätösähkömarkkinoilla muodostuu hinta-alueita. Maiden välisten siirtorajoitusten takia tasevastaavan tulisi suunnitella taseensa maakohtaisesti tasapainoon, jotta valtakunnalliset taseet pysyisivät hallinnassa. Samalla estettäisiin maan ylittävät siirrot tasehallinnan avulla. Mikäli myös tasevastaavan tasepoikkeama laskettaisiin pohjoismaisella tasolla, syntyisi kysymys, mitä hintaa tasesähkön hinnoittelussa tulisi käyttää aluehintojen muodostuessa. Ongelma voitaisiin ratkaista laskemalla tasepoikkeamat maakohtaisesti taseselvityksessä, mutta tällöin tilanne olisi olennaisesti sama kuin tällä hetkellä. Tavoiteltavana tilana uuden tasehallintamallin luomisessa on pidettävä tasevastaavan taseen tasapainottamista pohjoismaisella tasolla, joten tätä ratkaisua ei voida pitää toteuttamiskelpoisena.

Aluehintojen muodostuessa voitaisiin tasesähkön hinnoittelussa käyttää esimerkiksi kalleinta säätösähkömarkkinoilla muodostunutta aluehintaa tai aluehintojen keskiarvoa painotettuna tasevastaavan maakohtaisilla tase-energioilla. Kantaverkkoyhtiöiden tulisi sopia keskenään maksujen jakamisesta oikeudenmukaisesti.

Tasevastaavat tulisi velvoittaa pitämään pohjoismainen tasepoikkeamansa kohtuullisena ja asettaa tasesähköyksiköille riittävät valtuudet puuttua liian suuriin poikkeamiin. Samoin tasevastaavat tulisi velvoittaa järjestämään tasehallintansa siten, että niillä on edellytykset merkittävän tasepoikkeaman korjaamiseen esimerkiksi Elbas-kaupalla.

6.3.2. Taseselvitys

Nykyisellään myös taseselvitys on toteutettu Pohjoismaissa eri tavoin, mikä vaikeuttaa osaltaan yhteispohjoismaisten vähittäismarkkinoiden toteuttamista. Taseselvityksen harmonisoinnissa tulisi ottaa huomioon erityisesti mallin yksinkertaisuus, jotta selvitys valmistuisi mahdollisimman lyhyessä ajassa. Nopeutunut tiedonsaanti oman tasehallinnan onnistumisesta edesauttaisi tasevastaavia suunnittelemaan toimintaansa paremmin.

Pohjoismaiset energiaministerit ovat keskustelleet pohjoismaisten kantaverkkoyhtiöiden yhteistyön tiivistämisestä ja keskusteluissa on tuotu esille myös yhteispohjoismaisen kantaverkkoyhtiön perustaminen (mm. KTM 2003, Powernews 2003, Doorman et al. 2004). Tähän kehitykseen sopisi pohjoismai-

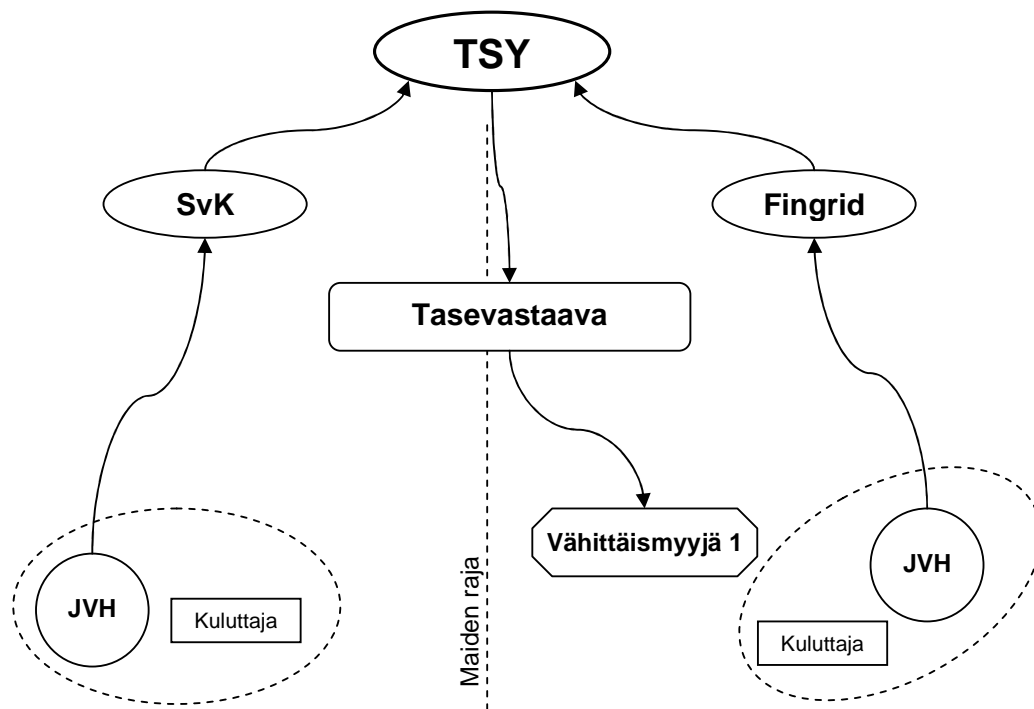
sen tasesähköyksikön perustaminen hoitamaan taseselvitys kaikkien Pohjoismaiden osalta. Tässä kappaleessa esitetään uutta tasehallintamallia sekä pohjoismaisen tasesähköyksikön tapauksessa että nykyisillä organisaatioilla.

Taseselvitysmalli pohjoismaisella tasesähköyksiköllä

Taseselvityksen yksinkertaistamiseksi ja nopeuttamiseksi Suomen nykyisestä hierarkkisesta taseselvitysmallista voitaisiin luopua ja siirtyä malliin, jossa jakeluverkonhaltijat ilmoittavat alueensa mittaustiedot suoraan kansalliselle tasesähköyksikölle. Näin tasevastaavan ei tarvitsisi puuttua verkonhaltijan toimittamiin tietoihin ja verkonhaltijan ei tarvitsisi lähettää tietoa kuin yhteen paikkaan. Fingrid tarjoaa jo nyt verkonhaltijoille mittaustiedon välityspalvelua (Fingrid 2003b) ja Ruotsissa on vastaavanlainen järjestelmä käytössä, joten muutos nykyiseen ei olisi suuri. Taseselvityksestä olisi pyrittävä antamaan alustava palaute tasevastaaville mahdollisimman nopeasti ja lopullisen taseselvityksen olisi edullista valmistua nopealla aikataululla.

Taseselvitys mitattujen toimitusten osalta lähtisi jakeluverkonhaltijoista, jotka toimittaisivat alueidensa mittaustiedot maansa kantaverkkoyhtiöin ylläpitämään tietokantaan, kuten tällä hetkellä Ruotsissa tapahtuu. Tiedot saatuaan kantaverkkoyhtiöt toimittaisivat tasevastaavittain erotellut tiedot yhteiselle tasesähköyksikölle. Tasesähköyksikkö keräisi eri maista tulleet tiedot yhteen ja toimittaisi niiden perusteella tasevastaaville tiedot laskutusta varten.

Kuvassa 21 on havainnollistettu taseselvitystä yhteispohjoismaisella tasesähköyksiköllä. Kuvassa tasevastaavalla on taseessaan suomalainen vähittäismyyjä, jolla on asiakkaita Ruotsissa ja Suomessa.



Kuva 21. Esitys taseselvitysmalliksi pohjoismaisella tasesähköyksiköllä.

Tasesähköyksikön tehtävien hoito voi herättää kysymyksiä. Tasesähköyksikkö olisi selvästi kansallisten kantaverkkoyhtiöiden ulkopuolella, jolloin toiminnan koordinoinninkin olisi hyvä tapahtua yhteisesti pohjoismaisella tasolla. Tasesähköyksikkö voitaisiin perustaa kantaverkko-organisaatioiden yhteyteen tai selvityksen voisi hoitaa myös ulkopuolinen taho, kuten Nord Pool. Tasesähköyksikön voidaan katsoa toimivan vain tasesähkökauppojen selvittäjänä ja taselaskijana, jolloin sähkövoimajärjestelmän fyysinen taajuussäätö voisi edelleen pysyä Svenska Kraftnätin ja Statnetin vastuulla. Tasapuolisuuden vuoksi palvelun hinnoittelu tulisi kuitenkin perustua aiheutuneisiin kustannuksiin. Koska tasesähköyksikkö toimii yksinoikeudella tasesähkön myyjänä, on sen toimintaa valvottava. Pohjoismaisen tasesähköyksikön valvontaan tulisikin kehittää yhteispohjoismainen lainsäädäntö.

Taseselvitysmalli nykyisillä organisaatioilla

Pohjoismainen taseselvitys voitaisiin hoitaa myös nykyisillä organisaatioilla ilman uuden pohjoismaisen tasesähköyksikön perustamista. Menettely voisi perustua vastaavankaltaiseen tietojärjestelmään kuin säätösähkömarkkinoiden NOIS-tietokanta, jolloin sen tiedot olisivat näkyvillä kaikille kantaverkkoyhtiöille samankaltaisena reaaliajassa. Tasevastaavat päivittäisivät maakohittaiset tase-ennustetietonsa tietokantaan ja kantaverkkoyhtiöt päivittäisivät

toteutuneet tiedot jakeluverkonhaltijoilta saamiensa tietojen perusteella. Muuten taseselvitys voitaisiin hoitaa vastaavasti kuin pohjoismaisen tasesähkösikönkin tapauksessa.

Mikäli tasesähkön hinnoittelussa käytettäisiin kaksihintajärjestelmää, syntyy tästä tasesähkösikölle tuloja. Syntyneiden tulojen oikeudenmukainen jakaminen kantaverkkoyhtiöille voi tällöin muodostua ongelmaksi mikäli käytössä ei ole pohjoismaista tasesähkösiköä. Tulot voitaisiin jakaa esimerkiksi suoraan maiden tasesähkön käytön mukaan. Tulot tulisi myös kohdistaa järkevällä tavalla, esimerkiksi tiedonvälityspalvelun kustannusten kattamiseen.

6.3.3. Tasehallintamallien vertailu

Taulukossa 10 on vertailtu eri maiden tasehallintamalleja sekä tässä työssä ehdotettua että Nordelin (Nordel 2006) ehdottamaa mallia. Kummankin ehdotuksen osalta on oletettu, että käytössä olisi tässä työssä esitetyn kaltainen taseselvitysmalli. Kohdassa Vähäinen tasesähkön käyttö on käytetty hyväksi kuvan 20 tietoja, joiden perusteella tasesähkön käyttöä on arvioitu kahdessa ehdotuksessa. Kohdassa Joustavuus on tarkasteltu tasetietojen muuttamisen helppoutta, muutosten mahdollisuutta sekä ilmoitettujen tietojen sitovuutta. Kahdessa ehdotetussa mallissa on oletettu, että Elbas-kauppa on sallittua, tasetietoihin voi tehdä muutoksia aina käyttötunnille ja tunnin sisäinen säätö on mahdollista järjestelmävastaavan luvalla.

Taulukko 10. Tasehallintamallien vertailu.

Malli	Norja	Ruotsi	Suomi	Nordel ehdotus I	Uusi ehdotus
Kuvaus	yksi tase, yksi hinta	kolme tasetta, kaksi hintaa	yksi tase, kaksi hintaa	kaksi tasetta, kaksi hintaa tuotannolle, yksi hinta kulutukselle	yksi tase, kaksi hintaa, tuotanto-tase kuolleella alueella
Vähäinen tasesähkön käyttö	-	+	++	+	++
Joustavuus	--	+/-	++	+/-	+
Yksinkertaisuus	++	-	+	-	+
Tasapuolinen kaikille toimijoille	++	+	-	+	+

Norjan malli voidaan katsoa mahdollistavan helpon pääsyn tasevastaavaksi kaikille osapuolille mahdollisimman yksinkertaisella järjestelmällä ja ennakoitavilla kustannuksilla. Elbas-kaupan puute ja muutenkin kankeammat tasetie-

tojen muutosmahdollisuudet eivät edesauta tasepoikkeaman pitämistä kurissa.

Ruotsin malli antaa voimakkaan kannustimen ennustaa tuotanto ja kulutus mahdollisimman tarkasti tuleville tunneille. Ennustetietojen ehdoton sitovuus kuitenkin kasvattaa tasevastaavien riskiä ja useamman taseen käyttö tekee järjestelmästä monimutkaisemman. Tuotantotaseen sisällyttäminen taseselvitykseen kuitenkin edesauttaa vain kulutusta taseessaan hallitsevia toimijoita ryhtymään tasevastaaviksi vähentämällä säädettävää tuotantoa omaavien tasevastaavien etua.

Suomen mallin etuihin kuuluu sen pieni tasesähkön käyttö ja joustavat tasetietojen muutosmahdollisuudet. Toisaalta yhden taseen ja kahden hinnan käyttö antaa suhteellisesti enemmän etua suurille tasevastaaville, sillä suuremmassa taseessa tuotanto- ja kuormitusvaihtelut summautuvat pienemmäksi suhteelliseksi poikkeamaksi.

Nordelin uusinta ehdotusta voidaan pitää jatkokehitettynä Ruotsin mallina hyvine ja huonoine puolineen. Poikkeuksena on yhden hinnan käyttö kulutustaseelle, jolloin tuotantoa taseessaan hallitsevien tasevastaavien etu vain kulutusta hallitseviin tasevastaaviin verrattuna pienenee edelleen.

Tässä työssä esitetty malli vastaa pitkälti Suomen mallia lisättynä tuotantotaseella. Tuotantotaseen lisääminen poistaa tuotantoa hallitsevien tasevastaavien etua ja kuolleella alueella tuotantotaseessa ja tietojen muutosmahdollisuuksilla säilytetään osa Suomen nykyisen järjestelmän joustavuudesta. Kuolleen alueen koosta riippuen tuotantotaseen lisäämisestä saadut hyödyt voivat kuitenkin jäädä pieniksi.

6.4. Ehdotetun tasehallintajärjestelmän vaikutukset Suomessa

Suomen nykyisessä sähkömarkkinalaissa ei ole tarkasti määritelty tasehallinnan ja -selvityksen käytännön toteutuksesta, joten muutokset käytännön toteutuksessa eivät juuri toisi muutoksia lakiin. Suurimmat muutokset kohdistuisivat sähkömarkkinalakia tarkentaviin asetukseen ja päätöksiin, varsinkin taseselvityksen muuttuessa.

Sähkömarkkinalain 16 a §:n mukaan tasesähkön hinnoittelun tulee olla kohtuullista ja sen kauppaehtojen tulee olla tasapuolisia ja syrjimättömiä kaikille sähkömarkkinoiden osapuolille. Samoin hallituksen esityksessä (HE

227/1997) todetaan, että tasesähkön hinnoittelun tulisi ohjata tasesähkön käyttöä siten, ettei sitä käytettäisi varsinaisen sähkönhankinnan korvikkeena. Tässä työssä esitetty malli täyttäisi kohtuullisuuden vaatimuksen, mikäli volyymimaksua ei aseteta nykyistä huomattavasti korkeammalle. Esitetyn mallin tasesähkön hinnoittelu ei juuri poikkea Suomessa nykyisin käytössä olevasta, joten myös kannuste tasesähkön minimoimiseksi voidaan katsoa säilyvän.

Sähkömarkkinalain 5 §:n todetaan, että järjestelmävastuullisen kantaverkonhaltijan on järjestettävä tasevastuun hoitamiseen liittyvät tehtävät erillisen toimintayksikön tai kokonaan omistamansa tytäryhtiön kautta. Kohdan tulkinta voi aiheuttaa ongelmia pohjoismaista tasesähköyksikköä perustettaessa tai pykälä on muotoiltava uudelleen.

Taseselvityksen toteutusta säädellään tasehallintaa tarkemmin sähkömarkkina-asetuksessa sekä kauppa- ja teollisuusministeriön päätöksissä etenkin tiedonvaihdon osalta. Jos tässä työssä ehdotetun kaltainen taseselvitysjärjestelmä otettaisiin käyttöön, muuttuisivat myös säädökset ainakin seuraavilta osin:

- Sähkömarkkina-asetuksen 4 e § ja 4 f § määrittelevät jakeluverkonhaltijan ja tasevastaavan taseselvityksessä lähettämät tiedot ja tietojen saajat. Näiden sisältö tulisi muuttaa paremmin vastaamaan uutta mallia.
- Kauppa- ja teollisuusministeriön päätöksessä 602/1998 määritellään kiinteiden toimitusten ja jakeluverkonhaltijan, tasevastaavan ja tasesähköyksikön tiedonvaihdon sisällöstä ja aikamääreistä sekä tiedonvaihdossa käytettävistä viestimudoista. Jakeluverkonhaltijan, tasevastaavan ja tasesähköyksikön tiedonvaihtoa koskevat pykälät (4 §, 5 § ja 6 §) tulisi muuttaa paremmin vastaamaan uutta taseselvitysmallia.

Siirtyminen uusien tasehallinta- ja taseselvitysmallien käyttöön Suomessa ja yhteispohjoismaiseen taseselvitykseen olisi paras toteuttaa vaiheittain esimerkiksi kolmessa osassa, jotta kaikilla toimijoilla olisi riittävästi aikaa sopeutua uusiin menettelytapoihin. Ensimmäisessä vaiheessa voitaisiin nykyinen tasehallintamalli muuttaa sisältämään sitovampi tuotantotase. Samalla kaikkia jakeluverkonhaltijoita voitaisiin velvoittaa käyttämään Fingridin välityspalvelua uuteen taseselvitysmalliin siirtymisen helpottamiseksi. Toisessa vai-

heessa taseselvitys voitaisiin muuttaa vastaamaan kokonaisuudessaan esitetyn kaltaista mallia. Tähän vaiheeseen mennessä tulisi taseselvitystä koskevat säädökset olla muutettu vastaamaan uuden mallin vaatimuksia. Kolmannessa vaiheessa kansalliset tasehallinta- ja taseselvitysjärjestelmät voitaisiin yhdistää samanaikaisesti yhteispohjoismaisen vähittäismarkkinoiden avaamisen kanssa. Mikäli myös yhteispohjoismainen tasesähköyksikkö otettaisiin käyttöön, jouduttaisiin tasesähköyksikköä koskevat säädökset yhdentämään pohjoismaisella tasalla.

Tuotantotaseen ottaminen kokonaistaseen rinnalle nostaisi todennäköisesti tasesähköyksikön tuloja nykyiseen verrattuna. Samalla kuitenkin taseselvitykseen tehtävät muutokset aiheuttaisivat lisätyötä ja mahdollisesti myös muutoksia tietojärjestelmiin.

7. JATKOTUTKIMUSKOhteita

Pohjoismaisen tasehallinnan ja taseselvityksen pohjaksi valittava malli on väistämättä kompromissiratkaisu eri tekijöiden välillä. Tasehallinnan toteutus vaikuttaa myös lähes kaikkien sähkömarkkinaosapuolten toimintaan, joten on tärkeää selvittää, mikä malli sopii parhaiten yhteispohjoismaisen tasehallinnan pohjaksi. Tässä olisi hyvä kuulla kaikkia toimijoita, niin tasevastaavia, sähkön myyjiä kuin kantaverkkoyhtiöitäkin, jotta muutos uuteen malliin olisi mahdollisimman sujuva.

NordREG:n tekemissä haastatteluissa (NordREG 2006b) muutamat toimijat totesivat nopeamman palautteensaannin taseselvityksestä edesauttavan heidän tasehallinnan onnistumista. Lopullisen taseselvityksen valmistumisen ja alustavien tietojen ilmoittamisen nopeuttamista tulisikin selvittää lähemmin. Pohjoismaissa käytössä olevista malleista ei ole järjestelmällistä tilastotietoa niiden tasesähkön käytöstä. Tasesähkön käytön minimointia voidaan pitää yhtenä tärkeänä osana mitattaessa tasehallinnan onnistumista, joten mallien vertailun kannalta nämä tiedot olisivat oleellisia. Tasoituslaskennan ja useamman taseen käytön aiheuttamat muutokset tasesähkön määrään tulisi myös selvittää etenkin Ruotsin tapauksessa.

Yhteispohjoismaisessa tasehallinnassa ajaudutaan väistämättä ongelmiin hinnoittelukysymyksissä aluehintojen muodostuessa. Jotta uudesta tasehallintamallista saataisiin täysi hyöty, on kokonaistase pidettävä pohjoismaisena. Markkinoiden erotessa herää kysymys, mitä hintaa tasepoikkeaman hin-

noittelussa tulisi käyttää. Samoin pohjoismaisesta tasesähkön myynnistä saatujen tuottojen jakaminen oikeudenmukaisesti kantaverkkoyhtiöille tilanteessa, jossa yhteispohjoismaista tasesähköyksikköä ei perusteta, vaatii jatkoselvityksiä.

Tässä työssä ehdotetun tasehallintamallin yksityiskohtia tulisi myös tarkentaa. Tuotantotaseen lisääminen kokonaistaseen rinnalle poistaa osan Suomen nykyisen mallin joustavuudesta. Tuotantotaseen kuolleen alueen tarkoituksenmukaisin koko ja poikkeaman hinnoittelun perusteet tulee selvittää. Tässä suunnittelutyössä toimialajärjestöt eri maissa ovat avainasemassa.

Ehdotettu taseselvitysmalli on kuvattu melko yleisellä tasolla. Taseselvitys sisältää kuitenkin paljon teknisiä ja regulatiivisia yksityiskohtia liittyen erityisesti tiedonsiirron protokolliin, muotoihin ja aikamääreisiin. Tiedonsiirto on ollut ongelmallista jo Suomen tasolla, joten ongelmat tuskin vähenevät siirryttäessä pohjoismaiselle tasolle. Tiedonvälityksen merkitys koko markkinoiden toimivuudelle on merkittävä, joten asian harmonisointiin on kiinnitettävä erityistä huomiota. Mikäli pohjoismainen tasesähköyksikkö perustetaan, joudutaan myös sääntelyyn liittyvät säädökset yhdentämään pohjoismaisesti.

Uusien tasehallinta- ja taseselvitysmallien käyttöönoton ajoitus on koordinoitava pohjoismaisesti siten, että tasehallinta avautuisi kaikissa maissa samanaikaisesti. Käyttöönoton porrastus ja aikataulutus vaativat myös tarkan selvityksen ja selkeän suunnitelman tuleville vuosille.

8. YHTEENVETO

Työn taustalla on pohjoismaisten energiaministerien tavoite yhdentää pohjoismaiset sähkömarkkinat aina loppukäyttäjämakkinoita myöten. Viimeisimmät suuntaviivat kehitykselle annettiin syksyllä 2005 Grönlannissa pidetyssä energiaministereiden tapaamisessa, jossa eri vastuutahoille annettiin tehtäväksi valmistella toimenpiteet tämän tavoitteen saavuttamiseksi. Yhdeksi merkittäväksi esteeksi tavoitteen toteuttamiselle on tunnistettu erot tasehallinnan ja taseselvityksen toteutuksessa eri Pohjoismaissa. Tämän työn tarkoituksena oli selvittää sopivinta pohjoismaista tasehallinta- ja taseselvitysmallia sekä samalla koota aihepiiriin liittyvää aineistoa yhdeksi kokonaisuudeksi. Työssä käytiin myös läpi pohjoismaisen sähkövoimajärjestelmän ja sähkömarkkinoiden toimintaa, tasehallinnan toteutusta Suomessa, Ruotsissa ja yleisemmin Pohjoismaissa.

Aiempien tutkimusten pohjalta ja työn aikana toteutetun tasevastaavien haastatteluiden perusteella työssä katsotaan edullisimmaksi toteuttaa yhteispohjoismainen tasehallinta mallilla, jossa tasepoikkeama laskettaisiin kokonaistaseesta ja lisäksi käytettäisiin tuotannolle omaa tasetta. Kokonaistasepoikkeaman hinnoitteluun käytettäisiin kahta hintaa. Tuotantotaseessa sallittaisiin poikkeamat tietyllä alueella, jonka ylittävistä poikkeamista veloitettaisiin volyymiperusteisesti joko kiinteällä hinnalla tai prosenttiosuutena spot-hinnasta. Tasetietoihin tehtävät muutokset tulisi olla mahdollisia aina käyttötunnin alkuun saakka ja käyttötunnin aikaiset säädöt tulisi olla mahdollisia kantaverkkoyhtiön luvalla. Esitetyn kaltainen malli antaisi kannusteen tasepoikkeaman pitämiseksi mahdollisimman pienenä kahden hinnan kautta. Samalla se myös antaisi tasevastaaville joustavat mahdollisuudet hallita omaa tasettaan kokonaistaseen ja tuotantotaseen kuolleen alueen avulla. Malli myös poistaisi tasevastaavien, joilla on hallinnassaan tuotantoa, etua pelkkää kulutusta hallitseviin tasevastaaviin nähden tuotantotaseen kautta.

Taseselvitystä ehdotetaan muutettavaksi pohjoismaiseen malliin enemmän Ruotsissa käytössä olevan mallin kaltaiseksi. Esitetyssä taseselvitysmallissa jakeluverkonhaltijat toimittaisivat sähkön toimitustiedot suoraan kansalliselle tasesähköyksikölle, joka laskisi ja ilmoittaisi tasevastaavien tasepoikkeamat näiden tietojen perusteella pohjoismaiseen tietokantaan. Esitetyn kaltainen menettely nopeuttaisi taseselvityksen valmistumista ja yksinkertaistaisi toimijoiden tiedonsiirtoa. Malli voitaisiin toteuttaa joko nykyisillä organisaatioilla tai yhteispohjoismaisella tasesähköyksiköllä.

Yhteispohjoismainen tasehallinta tulisi toteuttaa asteittain esimerkiksi kolmessa osassa. Viimeisen osan toteutus tulisi koordinoida pohjoismaisesti, jolloin kaikkien maiden toimintatavat tasehallinnan osalta tulisi olla yhtenäiset yhteispohjoismaisen vähittäismarkkinan avaamiseksi.

Tasesähkön hinnan määrittely aluehintojen muodostuessa vaatii vielä jatkotutkimuksia samoin kuin tasesähkön myynnistä saatavien tulojen jakaminen kantaverkkoyhtiöiden kesken. Taseselvityksen teknisten yksityiskohtien yhdentäminen on myös olennaista. Muutosprosessin helpottamiseksi on tärkeää kuulla sähkömarkkinaosapuolia mahdollisimman laajasti jo ennen prosessin aloittamista.

LÄHDELUETTELO

ABB 2005. ABB toimittaa Suomen ja Eestin välisen HVDC Light –kaapelin, lehdistötiedote [online]. ABB Oyj 2005. Päivitetty 29.4.2005 [viitattu 1.8.2005]. Saatavissa:

<http://www.abb.fi/global/fiabb/fiabb250.nsf!OpenDatabase&db=/global/fiabb/fiabb254.nsf&v=1D4E&e=fi&url=/global/seitp/seitp202.nsf/0/2E7A9C19107946B0C2256FF200283AD7!OpenDocument>

Aho, P. 2005. Valtakunnallinen tasehallinta, Fingrid Oyj. Tasehallinta ja –selvitys sekä EDI-perusteet. Vantaa 3.-4.11.2005. Koulutustapahtuman materiaali. Adato Energia Oy 2005.

Adato 2002. Jylhä, T., Kalevi, J., Kangas, H., Savolainen, T., Tiitinen, M. Sähkö ja kaukolämpö 2002, vuosijulkaisu [verkkodokumentti]. Adato Energia Oy. Vantaa 2003 [viitattu 20.9.2005]. Saatavissa: <http://www.energia.fi/attachment.asp?Section=3829&Item=6780>

Cameron, P. D. 2005. Legal aspects of EU energy regulation: implementing the new directives on electricity and gas across Europe. Oxford University Press Inc. New York 2005. 578 s.

Doorman, G., Flatabø, N., Huse, E. S., Kjølle, G., Uhlen, K. 2004. Vulnerability of the Nordic Power System, Report to the Nordic Council of Ministers [verkkodokumentti]. SINTEF Energy Research. Trondheim 3.5.2004. 182 s. [viitattu 25.1.2006]. Saatavissa: <http://www.energistyrelsen.dk/graphics/Energiforsyning/Forsyningssikkerhed/Elforsyningssikkerhed/VulnerabilityoftheNordicPowerSystem.pdf>

Ediel 2005. Ediel Nordic Forum, kotisivut [online]. Ediel 2005 [viitattu 27.9.2005]. Saatavissa: <http://www.ediel.org/>

Elkraft 2006. Elkraft website, electricity statistics [online]. Elkraft 2006. [viitattu 2.2.2006]. Saatavissa: <http://www.el-oest.energinet.dk/elkraft/uk/News.nsf>

Elovaara J., Laiho Y. 1988. Sähkölaitostekniikan perusteet, 1. painos, Ota-kustantamo, Hämeenlinna 1988. 487 s.

Eltra 2002. Annual report 2001 [verkkodokumentti]. Eltra 2002. Päivitetty toukokuu 2002 [viitattu 6.2.2006]. Saatavissa: [http://www.el-vest.energinet.dk/media\(15004,1033\)/Annunal_Report_2002_PDF.pdf](http://www.el-vest.energinet.dk/media(15004,1033)/Annunal_Report_2002_PDF.pdf)

Eltra 2003. Annual report 2002 [verkkodokumentti]. Eltra 2003. Päivitetty kesäkuu 2003 [viitattu 6.2.2006]. Saatavissa: [http://www.el-vest.energinet.dk/media\(15004,1033\)/Annunal_Report_2002_PDF.pdf](http://www.el-vest.energinet.dk/media(15004,1033)/Annunal_Report_2002_PDF.pdf)

Energinet.dk 2005. Energinet.dk now legally established, lehdistötiedote [online]. Energinet.dk 2005. Päivitetty 25.9.2005 [viitattu 14.11.2005]. Saatavissa: <http://www.energinet.dk/composite-73.htm>

EMV 2003. Tasepalvelun harmonisointi Pohjoismaissa, Energiamarkkinaviraston lausunto Fingrid Oyj:n lausuntopyyntöön [online]. Päivitetty 18.8.2003

[viitattu 26.10.2005]. Saatavissa:
http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Lausunto_129-63-2003.pdf

ET 2004a. Ediel sanomavälityksen yleiset sovellusohjeet, versio 1.2, 7.12.2004 [verkkodokumentti]. Energiateollisuus ry, sanomasuositustyöryhmä 2004. Päivitetty 10.8.2005 [viitattu 28.9.2005]. Saatavissa:
<http://www.energia.fi/edi>

ET 2004b. Prodat-sanomat, menettelytapaohje, versio 1.3, 7.12.2004 [verkkodokumentti]. Energiateollisuus ry, EDI-käyttäjryhmä 2004. Päivitetty 3.6.2005 [viitattu 28.9.2005]. Saatavissa: <http://www.energia.fi/edi>

ET 2005. Mittaustoiminnon kehittäminen, raporttiluonnos. Energiateollisuus ry, mittaustoiminnon kehittäminen-työryhmä. Vantaa 23.6.2005.

EU kom 2004. Medium term vision for the internal electricity market. DG Energy and Transport working paper. Euroopan yhteisöjen komissio 2004 Bryssel. Päivitetty 1.3.2004 [viitattu 16.9.2005]. Saatavissa:
http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/florence/doc/florence_10/strategy_paper/strategy_paper_march_2004.pdf

EU kom 2005a. Commission staff working document: Technical Annexes to the Report from the Commission on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market [verkkodokumentti]. Kom (2004) 863. Euroopan yhteisöjen komissio 2005 Bryssel. Päivitetty 5.1.2005 [viitattu 17.9.2005]. Saatavissa:
http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/benchmarking/doc/4/sec_2004_1720_en.pdf

EU kom 2005b. Vuosikertomus maakaasun ja sähkön sisämarkkinoiden toteuttamisesta. Komission tiedonanto Euroopan parlamentille ja neuvostolle. [verkkodokumentti]. KOM (2004) 863. Euroopan yhteisöjen komissio 2005 Bryssel. Päivitetty 5.2.2005 [viitattu 6.9.2005]. Saatavissa:
http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/benchmarking/doc/4/com_2004_0863_fi.pdf

EURELECTRIC 2005. Integrating Electricity Markets through Wholesale Markets: EURELECTRIC Road Map to a Pan-European Market, Task Force Market Development. Union of the Electricity Industry EURELECTRIC 2005 Rooma. Päivitetty 2.9.2005 [viitattu 20.9.2005]. Saatavissa:
http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/florence/doc/florence_12/eurelectric_roadmap.pdf

von der Fehr, N.-H. M., Amundsen, E. S., Bergman, L. 2005. The Nordic Market: Signs of Stress? [verkkodokumentti]. Cambridge Working Papers in Economics 0525. Faculty of Economics, University of Cambridge 17.3.2005. [viitattu 17.2.2006]. Saatavissa:
<http://www.econ.cam.ac.uk/electricity/publications/wp/ep76.pdf>

Fingrid 2003a. Tasepalvelun sovellusohje 2004-2005 [verkkodokumentti]. Fingrid Oyj 2003. Päivitetty 7.11.2003 [viitattu 20.10.2005]. Saatavissa:
<http://www.fingrid.fi/attachments/tasepalvelu/sovellusohje2004.pdf>

Fingrid 2003b. Tasepalvelusopimus 2004-2005 [verkkodokumentti]. Fingrid Oyj 2003 [viitattu 20.10.2005]. Saatavissa: http://www.fingrid.fi/attachments/tasepalvelu/sopimus2004_2005.pdf

Fingrid 2004. Säättösähkömarkkinasopimus [verkkodokumentti]. Fingrid Oyj 2004 [viitattu 16.12.2005]. Saatavissa: <http://www.fingrid.fi/attachments/tasepalvelu/saatosopimus.pdf>

Fingrid 2005a. Fingrid Oyj kotisivut [online]. 2005 [viitattu 29.7.2005]. Saatavissa: <http://www.fingrid.fi/>

Fingrid 2005b. Fingrid rakentaa kaasuturpiinivoimalaitoksen Olkiluotoon, lehdistötiedote [online]. Fingrid Oyj 2005. Päivitetty 21.6.2005 [viitattu 21.9.2005] Saatavissa: http://www.fingrid.fi/portal/suomeksi/tiedotteet_ja_julkaisut/ajankohtaista/?id=629

Fingrid 2005c. Tasevastaavat ja muut osapuolet [online]. Fingrid Oyj 2005. Päivitetty 26.10.2005 [viitattu 26.10.2005]. Saatavissa: <http://www.fingrid.fi/attachments/sahkomarkkinat/osapuolet.pdf>

Fingrid 2005d. Vuosikertomus 2004 [verkkodokumentti]. Fingrid Oyj. Helsinki 2005. [viitattu 1.11.2005]. Saatavissa: <http://www.fingrid.fi/attachments/sijoittajat/vuosikertomukset/vsk04.pdf>

Hagman 2005. Survey of system responsibility in the Nordic Countries, Study commissioned by Nordel, Final report [verkkodokumentti]. Hagman Energy AB, Tammikuu 2005 Tukholma. [viitattu 29.9.2005]. Saatavissa: <http://www.nordel.org>

Hausman, E., Tabors, R. 2004. The Role of Demand Underscheduling in the California Energy Crisis. Proceedings of the 37th Hawaii International Conference on System Sciences. IEEE 2004. Päivitetty 8.6.2004 [viitattu 4.9.2005]. Saatavissa: <http://csdl2.computer.org/comp/proceedings/hicss/2004/2056/02/205620049a.pdf>

Hirvonen R., Matilainen J. Pätötehoreservit voimajärjestelmässä. Sähkö & Tele 70 (1997) 4. s. 20–24.

KTM 2001. Guimaraes-Purokoski A., Kuuva P., Lepistö A., Rajala A., Sihvon-Punkka A. *Sähkömarkkinoiden kehitystarpeet. Sähkömarkkinain 5-vuotishuoltotyöryhmän loppuraportti*. Kauppa- ja teollisuusministeriö. Kauppa- ja teollisuusministeriön työryhmä- ja toimikuntaraportteja 18/2001. Helsinki marraskuu 2001. 259 s.

KTM 2003. Pekkarinen: tavoitteena pohjoismainen sähköverkkoyhtiö [online]. Kauppa- ja teollisuusministeriö 2003. Tiedote. Päivitetty 30.10.2003 [viitattu 24.1.2006]. Saatavissa: <http://www.ktm.fi/index.phtml?i=605&s=671>

Lehikoinen, P. 2003. Tasesähkön käyttö Suomessa. Diplomityö. Teknillinen korkeakoulu. Sähkö- ja tietoliikennetekniikan osasto. Espoo 2003. 59 s.

Lintunen, P. 2005. Valtakunnallinen taseselvitys, Fingrid Oyj. Tasehallinta ja –selvitys sekä EDI-perusteet. Vantaa 3.-4.11.2005. Koulutustapahtuman materiaali. Adato Energia Oy 2005.

Lintunen, P. 2006. Ryhmäpäällikkö, Fingrid Oyj. Tasesähkön käyttö Pohjoismaissa. Sähköpostikeskustelu 6.2.2006.

Naturkraft 2004. Hydros energiseminar 2004: Gasskraft fra Kårstø i 2007 – miljøvennlig og effektiv energi fra norsk gass [online]. Naturkraft 2004. Päivitetty 11.11.2004 [viitattu 22.9.2005]. Saatavissa: <http://www.naturkraft.no/files/Hydroenergiseminar2004.pps>

Nordel 2002a. Nordel annual statistics 2001 [verkkodokumentti]. Nordel 2002. Päivitetty 1.6.2002 [viitattu 2.2.2006]. Saatavissa: <http://www.nordel.org/>

Nordel 2002b. Nordic Grid Master Plan 2002 [verkkodokumentti]. Nordel 2002. Päivitetty 29.9.2002 [viitattu 30.9.2005]. Saatavissa: <http://www.nordel.org/>

Nordel 2002c. Balance Settlement in the Nordic Countries – Differences and similarities [verkkodokumentti]. Nordel lokakuu 2002. Päivitetty 30.10.2002 [viitattu 1.2.2006]. Saatavissa: <http://www.nordel.org/>

Nordel 2003a. Nordic Model for Balance Pricing and Settlement [verkkodokumentti]. Nordel 2003. Päivitetty 9.5.2003 [viitattu 22.9.2005]. Saatavissa: <http://www.nordel.org/>

Nordel 2003b. Annual report 2002 [verkkodokumentti]. Nordel 2003. Päivitetty 13.12.2004 [viitattu 1.2.2006]. Saatavissa: <http://www.nordel.org/>

Nordel 2004a. Priority Cross-sections, Joint Nordic Analyses of Important Cross-sections in the Nordel System, Main Report [verkkodokumentti]. Nordel 2004. Päivitetty 11.6.2004 [viitattu 21.9.2005]. Saatavissa: <http://www.nordel.org/>

Nordel 2004b. Annual report 2003 [verkkodokumentti]. Nordel 2004. Päivitetty 15.6.2004 [viitattu 6.2.2006]. Saatavissa: <http://www.nordel.org/>

Nordel 2004c. Nordic Grid Code 2004 (Nordisk regelsamling) [verkkodokumentti]. Nordel 2004. Päivitetty 18.6.2004 [viitattu 27.9.2005]. Saatavissa: <http://www.nordel.org/>

Nordel 2004d. Rules for congestion management. Evaluation of availability of capacity and possibilities for increased counter trade [verkkodokumentti]. Nordel 2004. Päivitetty 30.8.2004 [viitattu 20.2.2006]. Saatavissa: <http://www.nordel.org/>

Nordel 2005a. Enhancing Efficient Functioning of the Nordic Electricity Market. Summary and Conclusions [verkkodokumentti]. Nordel 2005. Päivitetty 24.2.2005 [viitattu 20.2.2006]. Saatavissa: <http://www.nordel.org/>

Nordel 2005b. Annual report 2004 [verkkodokumentti]. Nordel 2005. Päivitetty 8.6.2005 [viitattu 13.8.2005]. Saatavissa: <http://www.nordel.org/>

Nordel 2005c. Prioritised Cross-Sections, Reinforcement Measures within the Nordic Countries, Status [verkkodokumentti] Nordel toukokuu 2005. Päivitetty 15.6.2005 [viitattu 23.9.2005]. Saatavissa: <http://www.nordel.org/>

Nordel 2005d. Power and energy balances, forecast 2008 [verkkodokumentti]. Nordel 2005. Päivitetty 17.6.2005 [viitattu 30.8.2005]. Saatavissa: <http://www.nordel.org/>

Nordel 2006. Presentation of status for harmonizing of the Balance Management. NordREG Workshop on Balancing and Nordic End-User Market. Tukholma 9.1.2006. Esitelmän materiaali. Nordel 2006.

Nord Pool 2004a. Trade at the Nordic Spot Market (Nord Pool Spot AS), The world's first international spot power exchange [verkkodokumentti]. Nord Pool 2004. Päivitetty 1.4.2005 [viitattu 26.9.2005]. Saatavissa: <http://www.nordpool.com/information/reports/Report%20Spot%20Market.pdf>

Nord Pool 2004b. Nord Pool ASA annual report 2003 [verkkodokumentti]. Nord Pool 2004 [viitattu 20.9.2005]. Saatavissa: <http://www.nordpool.com/information/publications/annualreport2003/nordpool.pdf>

Nord Pool 2004c. Trade at Nord Pool's Financial Market [verkkodokumentti]. Nord Pool 2004. Päivitetty 1.4.2005 [viitattu 27.9.2005]. Saatavissa: <http://www.nordpool.com/information/reports/Report%20Financial%20Market.pdf>

Nord Pool 2005. Nord Pool ASA annual report 2004 [verkkodokumentti]. Nord Pool 2005 [viitattu 20.9.2005]. Saatavissa: <http://www.nordpool.com/information/publications/annual-report2004/pdf/NordPool2004eng.pdf>

NordREG 2005a. Work programme 2005. Nordic Energy Regulators (NordREG) 12.1.2005. 12 s.

NordREG 2005b. Supplier switching in the Nordic Countries, Current practices and recommendations for the future development [verkkodokumentti]. Nordic Energy Regulators (NordREG) 2005. Päivitetty 23.9.2005 [viitattu 1.10.2005]. Saatavissa: http://energitisynet.dk/fileadmin/Filer/publikationer/Supplier_switching_in_the_Nordic_countries.pdf

NordREG 2006a. The integrated Nordic end-user electricity market – Feasibility and identified obstacles, Draft 19.1.2006. Nordic Energy Regulators (NordREG), julkaisematon tutkimusraporttiluonnos 2006.

NordREG 2006b. Development of a Common Nordic Balance Settlement, Draft 24.1.2006. Nordic Energy Regulators (NordREG), julkaisematon tutkimusraporttiluonnos 2006.

OECD 2005. The Benefits of Liberalising Product Markets and Reducing Barriers to International Trade and Investment: The Case of The United States and the European Union. OECD Economics Department Working Paper No. 432, 26.5.2005. [viitattu 16.2.2006]. Saatavissa: http://www.oecd.org/LongAbstract/0,2546,fr_33873108_33873325_34965762_1_1_1_37463,00.html

Powernews 2003. Einar Steensnæs, Norway's minister of petroleum and energy, yesterday supported the idea of a common Nordic grid operator [online]. Powernews.org. 2003 Oslo. Päivitetty 5.11.2003 [viitattu 21.1.2005]. Saatavissa: <http://bergenenergi.powernews.org/MainNewsStory.asp?id=70247>

Reisman, G. 2001. California's Energy Meltdown [online]. Free market articles Volume 19, Number 3, March 2001. Ludwig von Mises Institute 2001 [viitattu 3.9.2005]. Saatavissa: http://www.mises.org/freemarket_detail.asp?control=347&sortorder=articledate

Segerstam J. 2005. Sähkömarkkinoilla toimiminen ja tiedonvälitys, Kymppi-voima Hankinta Oy. Tasehallinta ja –selvitys sekä EDI-perusteet. Vantaa 3.-4.11.2005. Koulutustapahtuman materiaali. Adato Energia Oy 2005.

Sener 1992. Sähkön käytön kuormitustutkimus 1992. Sähköenergialiitto Sener ry. Helsinki 1992. 173 s.

Seppälä, A. 2004. Tuntimittausvelvoitteen laajentamisen vaikutus sähkömarkkinoihin ja tyyppikäyrämenettelyyn [verkkodokumentti]. Enease Oy. Helsinki 2004 [viitattu 20.10.2005]. Saatavissa: [http://ktm.elinar.fi/ktm_jur/ktmjur.nsf/All/D9ACF549A1F7C86DC2256EBB0040E5CF/\\$file/Enease_Tuntimitt_raportti.pdf](http://ktm.elinar.fi/ktm_jur/ktmjur.nsf/All/D9ACF549A1F7C86DC2256EBB0040E5CF/$file/Enease_Tuntimitt_raportti.pdf)

SvK 2005a. Handbook for the Swedish electricity market. Routines and exchange of information for trading and settlement [verkkodokumentti]. Svenska Kraftnät 2005. Päivitetty 16.5.2005 [viitattu 18.10.2005]. Saatavissa: <http://www.elmarknadshandboken.se>

SvK 2005b. Svenska Kraftnät hemsidor [online]. [viitattu 8.11.2005]. Saatavissa: <http://www.svk.se>

SvK 2005c. Svenska Kraftnät, Elmarknadsservice [online]. [viitattu 9.11.2005]. Saatavissa: <http://emw.svk.se/docs/schablonweb/Default.htm>

SvK 2005d. Avtal om balansansvar för år 2006 m.m. med balansreglering [verkkodokumentti]. Svenska Kraftnät 2005. Päivitetty 10.3.2005 [viitattu 11.11.2005]. Saatavissa: http://www.svk.se/upload/3325/Balansavtal%20med%20reglering%202006_ut.pdf

Statnett 2005. NorNed-kabelen – tunnel- og grunnarbeider i gang, lehdistöiedote [online]. Statnett 2005. Päivitetty 13.7.2005 [viitattu 31.8.2005]. Saatavissa: <http://www.statnett.no/default.aspx?ChannelID=1032&DocumentID=11570>

UCTE 2004. Operation Handbook [verkkodokumentti]. Union for the co-ordination of transmission of electricity (UCTE) 2004. Päivitetty 20.7.2004 [viitattu 9.1.2006]. Saatavissa: http://www.ucte.org/pdf/ohb/Operation_Handbook_20.07.2004.pdf

Viitteet säädöksiin

Saatavissa: <http://www.finlex.fi>

Sähkömarkkinalaki 386/1995, muutettu 1018/1995, 332/1998, 138/1999, 466/1999, 623/1999, 444/2003, 1130/2003, 1172/2004.

Sähkömarkkina-asetus 518/1995, muutettu 451/1997, 438/1998, 182/2004, 1174/2004.

Kauppa- ja teollisuusministeriön päätös tyyppikuormituskäyristä sähkökauppojen selvittämisessä 491/1998, muutettu 906/2000.

Kauppa- ja teollisuusministeriön päätös sähkökauppojen selvittämiseen liittyvässä tiedonvaihdossa noudatettavasta menettelystä 602/1998, muutettu 826/1998, 905/2000.

Kauppa- ja teollisuusministeriön päätös sähkökauppojen selvittämiseen liittyvien sanomien muodosta 825/1999, muutettu 584/2002.

Hallituksen esitys Eduskunnalle laiksi sähkömarkkinalain muuttamisesta 227/1997.

Pohjoismaisen yhteiskäyttöjärjestelmän siirtoverkko

Saatavissa: <http://www.nordel.org> [viitattu 28.2.2008].

